

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Os Órgãos de Corte de Rede de 3ª Geração nas Redes de Distribuição de Média Tensão

João Francisco Lopes Ferreira

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite

Janeiro de 2013

© João Francisco Lopes Ferreira, 2013

Resumo

Nos últimos anos tem havido uma crescente preocupação com a continuidade e qualidade da alimentação elétrica, quer por parte dos clientes, quer por parte das concessionárias das redes elétricas portuguesas. Esta preocupação torna-se ainda mais relevante, com a cada vez maior penetração de unidades de produção dispersa, de origem renovável e intermitente, nas redes de média tensão e alta tensão. Uma alimentação elétrica com fraca continuidade e qualidade de serviço pode levar a danos, quer em componentes das redes, quer em equipamentos pertencentes aos clientes.

No caso das linhas aéreas de média tensão portuguesas, têm vindo a ser instalados Órgãos de Corte de Rede (OCR) de 1ª e 2ª geração, por forma a aumentar a continuidade de serviço aos clientes, permitindo isolar defeitos que possam ocorrer nessas linhas, de forma manual ou recorrendo a automatismos. Mais recentemente, a concessionária da rede de distribuição em Portugal começou a instalar a 3ª geração destes OCR. Estes equipamentos são dotados de funções de proteção, isolando os defeitos sem recorrer à proteção de saída da linha de média tensão, presente na subestação de distribuição.

A introdução dos OCR 3 na rede aérea de distribuição exige que estes estejam corretamente coordenados com as proteções presentes nas saídas das linhas de média tensão. Assim, é objetivo deste trabalho, definir e avaliar o sistema de proteções de um OCR 3, melhorando a continuidade e qualidade de serviço da rede de média tensão.

Abstract

In recent years there has been a growing concern about the quality of electric supply both by customers and by the concessionaire of the Portuguese Distribution Grid. This concern become even more relevant with the increasing penetration of dispersed production plants (mainly renewable and intermittent) in medium and high voltage grids. A poor electric supply may cause damage in the grid components, client equipment and to people themselves.

In the case of the Portuguese medium voltage overhead feeders, there has been installed devices called Órgão de Corte de Rede (OCR) from 1st and 2nd generation, with the objective of increasing the quality of electric supply to the clients. These devices allow the faults in the lines to be isolated, either manually or by using automation functions. More recently, the Portuguese distribution grid concessionary started installing the 3rd generation OCR's. These, unlike the other two, have protection functions, which allow the detection and isolation of faults without resorting to the protections present in the beginning of the feeder, at the distribution substation.

The installation of OCR 3 in the distribution overhead feeder demands that these devices are correctly coordinated with the protections present in the substation at the beginning of the feeder. Therefore, in this paper is defined and evaluated the protection system of a OCR 3, with the goal of improving the overhead medium voltage grid continuity and quality of service.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, ao Prof. Dr. Hélder Leite, meu orientador, pela disponibilidade, pela confiança depositada, pelos elevados níveis de exigência, pelos conhecimentos partilhados e por sempre me ter indicado o caminho certo para a conclusão da dissertação.

A todos os amigos que conheci dentro e fora da Faculdade, essencialmente pela amizade e pela ajuda que me proporcionaram, não só ao longo da realização da dissertação, mas em toda a vida académica.

À minha família, em especial aos meus pais, pela educação, pelos sacrifícios e pelo apoio incondicional, essenciais para a minha conclusão do curso.

Por fim, à Cristiana pelo apoio, pela motivação dada na realização da dissertação e por ter acreditado sempre em mim nos bons e maus momentos.

Muito Obrigado.

Índice

Resumo	iii
<i>Abstract</i>	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xvii
Abreviaturas.....	xix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1. Redes Aéreas de Média Tensão e a Importância da Qualidade de Serviço	1
1.2. Órgãos de Corte de Rede: Benefícios e Desafios.....	2
1.3. Objetivos e Motivação da Dissertação	3
1.4. Estrutura da Dissertação	4
Capítulo 2	5
Dispositivos de Manobra na Rede Aérea de Distribuição de Média Tensão	5
2.1. Tipos de Dispositivos.....	5
2.1.1. Seccionador	5
2.1.2. Interruptor-Seccionador	6
2.1.3. Interruptor-Disjuntor	7
2.1.4. Disjuntor Religador	8
2.2. Dispositivos Utilizados na Rede Aérea de Distribuição MT Portuguesa.....	9
2.2.1. Componentes Constituintes dos Dispositivos.....	10
2.2.2. Interruptor Auto-Religador (IAR)	12
2.2.3. Órgão de Corte de Rede tipo 1 (OCR 1)	12
2.2.4. Órgão de Corte de Rede tipo 2 (OCR 2)	13
2.2.5. Órgão de Corte de Rede tipo 3 (OCR 3)	14
2.2.6. Resumo das Características dos Dispositivos	16
2.2.7. Comunicação com o Centro de Controlo de Média Tensão	17
2.3. Resumo	18

Capítulo 3.....	19
Proteções de Saída das Linhas Aéreas MT	19
3.1. Proteções de Saída de uma Linha Aérea de Média Tensão	19
3.1.1. Máxima Intensidade de Fase (50)	20
3.1.2. Máxima Intensidade Homopolar (50N)	21
3.1.3. Máxima Intensidade Homopolar Direcional (67N).....	22
3.1.4. Máxima Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR, 51N)	24
3.1.5. Frequência (81)	25
3.1.6. Detecção de Condutores Partidos (50BF).....	25
3.1.7. Presença de Tensão	25
3.1.8. Cold Load Pickup	26
3.1.9. Inrush Restraint	26
3.1.10. Automatismo de Religação.....	27
3.2. Proteções dos Transformadores de Potência	28
3.2.1. Transformador da Subestação.....	28
3.2.2. Transformador do Posto de Transformação.....	29
3.3. Proteções de Interligação da Produção Dispersa	29
3.3.1. Tipo de Transformador e Regime de Neutro.....	30
3.3.2. Máximo e Mínimo de Frequência (81O/81U).....	30
3.3.3. Máximo de Tensão Homopolar (59N)	30
3.3.4. Mínimo de Tensão (27)	31
3.3.5. Máximo de Tensão (59)	31
3.3.6. Máximo de Corrente de Fase com Tempo Definido (51)	31
3.3.7. Estratégias de Proteção	31
3.4. Resumo	33
Capítulo 4.....	35
Redes Aéreas de Média Tensão com Geração: Revisão da Coordenação das Proteções	35
4.1. Revisão da Coordenação de Proteções	35
4.1.1. Coordenação com OCR's com automatismo do tipo V-T.....	36
4.1.2. Coordenação com OCR 3 (Disjuntores Religadores - <i>Reclosers</i>).....	38
4.2. Problemas nas Proteções das Redes de Média Tensão com a Introdução de Produção Dispersa.....	39
4.2.1. Influência dos Diferentes Tipos de Geradores nas Correntes de Defeito	40
4.2.2. Perda de Sensibilidade das Proteções	42
4.2.3. Operação Indevida da Proteção Devido a um Defeito numa Linha Adjacente	49
4.2.4. Problemas Associados à Função de Religação	51
4.2.5. Perda de Seletividade entre Dispositivos de Proteção.....	53
4.3. Resumo	56
Capítulo 5.....	57
Coordenação entre o OCR de 3ª Geração e o Pannel de Saída da Linha MT	57
5.1. Linha Aérea Radial	57
5.1.1. Proteções para Defeitos Entre Fases.....	58
5.1.2. Proteções para Defeitos à Terra	62
5.2. Linha Aérea em Anel Aberto	67
5.2.1. Proteções para Defeitos Entre Fases.....	68
5.2.2. Proteções para Defeitos à Terra	71
5.3. Automatismo de Religação	73
5.4. Linha com Produção Dispersa	73
5.4.1. Perda de Sensibilidade	73
5.4.2. Inibição da Função de Religação.....	80
5.4.3. Operação Indevida das Proteções devido a um Defeito numa Linha Adjacente.....	82

5.5. Resumo	84
Capítulo 6	87
Implicações do OCR de 3ª Geração na Qualidade de Serviço	87
6.1. Rede Considerada para a Análise de Fiabilidade	87
6.1.1. Modelização da Rede para Realizar a Análise de Fiabilidade	88
6.2. Qualidade de Serviço com a Utilização de Diversos Dispositivos Utilizados em Linhas Aéreas MT	89
6.2.1. Coordenação entre os Dispositivos e o Painel de Saída da Linha MT	89
6.2.2. Modelização da Linha com os Dispositivos de Corte para Realizar a Análise de Fiabilidade	90
6.2.3. Resultados	91
6.3. Perda de Sensibilidade das Proteções - Efeitos da Presença de um OCR 3 na Linha	92
6.3.1. Coordenação entre os Dispositivos e o Painel de Saída da Linha MT	92
6.3.2. Modelização da Rede para Efetuar os Estudos de Perda de Sensibilidade	93
6.3.3. Resultados	94
6.4. Inibição da Função de Religação - Efeitos da Utilização do OCR 3	97
6.4.1. Coordenação entre o OCR 3 e o Painel de Saída da Linha MT	97
6.4.2. Modelização da Rede para Efetuar os Estudos de Inibição da Função de Religação	97
6.4.3. Resultados	98
6.5. Disparo Intempestivo das Proteções Devido a um Defeito numa Linha Adjacente - Efeitos da Utilização do OCR 3	100
6.5.1. Parametrização das Proteções das Linhas	101
6.5.2. Modelização da Rede para Efetuar os Estudos de Disparo Intempestivo	101
6.5.3. Resultados	102
6.6. Resumo	105
Capítulo 7	107
Conclusões e Trabalhos Futuros	107
7.1. Conclusões	107
7.2. Contribuição do Trabalho	110
7.3. Limitações do Trabalho	111
7.4. Trabalhos Futuros	112
7.4.1. Instalação de vários OCR 3 em Série: Definição das Parametrizações de Direccionalidade	112
7.4.2. Simulação das Proteções Definidas neste Trabalho	112
7.4.3. Utilização de Proteções de Distância nos OCR 3	112
7.4.4. Realização de Estudos de Qualidade de Serviço mais Complexos com OCR 3	113
7.4.5. Automação da Rede Aérea MT utilizando OCR 3	113
Referências	114
Anexo A	118
Anexo B	120
Anexo C	124
Anexo D	129
Anexo E	131

Lista de Figuras

Figura 1.1. Esquema da transmissão de energia elétrica desde a geração até ao cliente de BT [3].	2
Figura 1.2. TIEPI para as linhas MT portuguesas, considerando a origem dos defeitos [2].	2
Figura 2.1. Seccionador, modelo ICMH da marca Jayme da Costa [10].	6
Figura 2.2. Exemplo de um interruptor-seccionador com corte no ar [13] (esquerda) e de um interruptor-seccionador com corte em SF6 [12] (direita).	7
Figura 2.3. Exemplo de mecanismo de um atuador magnético de um disjuntor [15].	8
Figura 2.4. Exemplo de um interruptor-disjuntor [16].	8
Figura 2.5. Exemplo de um disjuntor religador montado num apoio de uma linha aérea de média tensão [19].	9
Figura 2.6. Esquema exemplo dos componentes para o funcionamento de um dispositivo de manobra de rede [9].	10
Figura 2.7. Armário uTCMT da EFACEC. 1-Armário; 2-URR; 3-Detetor de defeitos; 4-Supervisão e controle da alimentação.	11
Figura 2.8. Esquema de montagem de um OCR 1 e foto do mesmo [11].	13
Figura 2.9. Exemplo de operação de um armário de controlo com relé [20].	15
Figura 2.10. OCR 3 instalado num apoio (esquerda) e em pormenor (direita) [20].	16
Figura 2.11. Esquema de comunicação entre os OCR's e o CCMT.	18
Figura 3.1. Trânsito de correntes de defeito capacitivas para um defeito fase-terra com o neutro isolado.	23
Figura 3.2. Atuação do automatismo de religação com 1 religação rápida e 2 religações lentas, para um defeito permanente.	28
Figura 4.1. Defeito a montante do OCR com automatismo V-T.	36
Figura 4.2. Defeito a jusante do OCR com automatismo V-T.	37

Figura 4.3. Sequência de operações do disjuntor e do OCR com automatismo VT [38].	37
Figura 4.4. Corrente de defeito fornecida por um gerador de indução [42].	41
Figura 4.5. Corrente de defeito fornecida por um gerador síncrono [42].	41
Figura 4.6. Corrente de defeito fornecida por um gerador duplamente alimentado [44].	42
Figura 4.7. Rede para verificação da possibilidade de perda de sensibilidade das proteções, com a unidade de produção dispersa colocada no início da linha.	43
Figura 4.8. Equivalente de Thévenin para o defeito apresentado na figura 21.	43
Figura 4.9. Rácio das correntes vistas pela proteção de saída da linha MT com e sem produção dispersa, considerando como variáveis a distância do defeito e a potência da produção dispersa.	44
Figura 4.10. Rede para verificação da possibilidade de perda de sensibilidade das proteções, com a unidade de produção dispersa colocada num ponto intermédio.	45
Figura 4.11. Rácio das correntes vistas pela proteção de saída da linha MT com e sem produção dispersa, considerando como variáveis a localização da unidade de produção dispersa e a potência da produção dispersa.	46
Figura 4.12. Rácio das correntes vistas pela proteção de saída da linha MT com e sem produção dispersa, considerando como variáveis a localização defeito e a potência da produção dispersa, para defeitos à terra.	48
Figura 4.13. Problema de falta de sensibilidade nos OCR tipo 3.	49
Figura 4.14. Descrição da operação indevida da proteção de saída MT por causa de um defeito numa linha adjacente.	50
Figura 4.15. Equivalente de Thévenin da rede apresentada na Figura 4.17.	50
Figura 4.16. Problema de atuação indevida nos OCR tipo 3.	51
Figura 4.17. Diferença de fases entre a rede a montante e uma unidade de produção dispersa [49].	52
Figura 4.18. Corrente transitória verificada no momento da religação, quando a rede e a produção dispersa estão desfasadas [49].	53
Figura 4.19. Exemplo de possível perda de seletividade ente a proteção MT e um OCR 3. ...	54
Figura 4.20. Variação da corrente de defeito para a rede da Figura 4.19.	55
Figura 4.21. Exemplo de possível perda de seletividade ente dois OCR 3.	55
Figura 5.1. Exemplo de linha radial com a um OCR 3 instalado.	57
Figura 5.2. Esquema de correntes e impedâncias numa rede radial para defeitos entre fases.	58
Figura 5.3. Variação da corrente de defeito vista pelo OCR 3 numa rede radial, considerando a variação de Z_{linha} e Z_{rede}	59
Figura 5.4. Gráficos tempo-corrente dos níveis de operação do painel de saída MT e do OCR 3.	61

Figura 5.5. Correntes e tempos de operação para colocação de quatro OCR 3 em série.	61
Figura 5.6. Variação da corrente vista por um OCR 3 na ocorrência de um defeito fase-terra, numa rede com neutro ligado à terra através de uma impedância.	63
Figura 5.7. Demonstração dos tempos de operação caso o OCR 3 tivesse a função PTR.....	65
Figura 5.8. Gráfico tempo-corrente para as proteções para defeitos à terra para o painel de saída MT e para o OCR 3.	67
Figura 5.9. Topologia de uma linha aérea MT em anel aberto, com instalação de um OCR 3.	68
Figura 5.10. Variação da corrente de defeito entre fases vista pelo OCR 3, numa rede em anel aberto.	69
Figura 5.11. Exemplo de coordenação de 4 OCR 3 em série, numa linha em anel aberto.	71
Figura 5.12. Esquema de correntes e impedância para análise de perda de sensibilidade no OCR 3 com variação do ponto de defeito.	74
Figura 5.13. Variação do ponto de defeito entre o barramento MT e o OCR 3.	74
Figura 5.14. Variação do ponto de defeito entre o OCR 3 e o final da linha.	75
Figura 5.15. Gráfico representativo da sensibilidade das proteções considerando a variação do ponto de defeito e da potência da produção dispersa.	76
Figura 5.16. Esquema de correntes e impedância para análise de perda de sensibilidade com variação do ponto onde está instalada a produção dispersa.	76
Figura 5.17. Variação do ponto de instalação da produção dispersa entre o OCR 3 e o final da linha.	77
Figura 5.18. Variação do ponto de instalação da produção dispersa entre o OCR 3 e o barramento MT.	78
Figura 5.19. Gráfico representativo da sensibilidade das proteções considerando a variação do ponto de instalação da produção dispersa e da potência da produção dispersa.	79
Figura 5.20. Função de religação do OCR 3, dependendo da localização da produção dispersa.	81
Figura 5.21. Fluxograma representativo da função de presença de tensão para permitir realizar a função de religação no OCR 3.	82
Figura 5.22. Correntes que circulam nas proteções no caso de existir produção dispersa numa linha e ocorrer um defeito numa linha adjacente.	84
Figura 5.23. Sequência de operações para atuação do OCR 3 para evitar o disparo da proteção de saída da linha MT.	84
Figura 5.24. Representação gráfica do sistema de proteções do OCR 3, para linhas radiais...	85
Figura 5.25. Representação gráfica do sistema de proteções do OCR 3, para linhas em anel aberto.	86
Figura 6.1. Rede para validação das funções de proteção dos OCR do tipo 3.	88

Figura 6.2. Gráficos com os resultados da análise de fiabilidade realizada para cada um dos dispositivos.....	92
Figura 6.3. Posições possíveis da produção dispersa (PD) na linha de exemplo.....	94
Figura 6.4. Número de atuações do nível I>>> e tempo total de atuação das proteções MIF num ano, para uma rede sem OCR 3.	95
Figura 6.5. Número de atuações do nível I>>> e tempo total de atuação das proteções MIF num ano, para uma rede com OCR 3.	95
Figura 6.6. Número de atuações do nível I>>> e tempo total de atuação das proteções MIF num ano, do OCR 3, antes e após a introdução do fator de correção.	96
Figura 6.7. Número de atuações do nível I>>> e tempo total de atuação das proteções MIF num ano, para as duas proteções da linha, antes e após a introdução do fator de correção.	97
Figura 6.8. Evolução do SAIDI em função da posição da produção dispersa, numa linha com OCR 3.	99
Figura 6.9. Evolução do SAIFI e do MAIFI em função da posição da produção dispersa, numa linha com OCR 3.	99
Figura 6.10. Evolução do SAIFI e do MAIFI em função da posição da produção dispersa, numa linha com OCR 3, antes e após a introdução da função definida na secção 4.3.2.	100
Figura 6.11. Rede de exemplo com a inclusão de uma linha adjacente para testar a saída de serviço da linha devido a um defeito numa linha adjacente.	101
Figura 6.12. Evolução do SAIFI e do MAIFI para a linha de exemplo sem OCR 3, antes e após se considerar a linha 2.	103
Figura 6.13. Número de disparos intempestivos na linha de exemplo, sem OCR 3, provocados por defeitos na linha 2 e respetiva contribuição para o aumento do SAIFI e do MAIFI.	103
Figura 6.14. Evolução do SAIFI e do MAIFI para a linha de exemplo com OCR 3, antes e após se considerar a linha 2.	104
Figura 6.15. Número de disparos intempestivos na linha de exemplo com OCR 3, provocados por defeitos na linha 2 e respetiva contribuição para o aumento do SAIFI e do MAIFI.	105
Figura B.1. Esquema de curto-circuito trifásico [9].	121
Figura B.2. Esquema de curto-circuito entre duas fases [9].	121
Figura B.3. Esquema de curto-circuito entre uma fase e a terra [9].	122
Figura B.4. Esquema de curto-circuito entre duas fases e a terra [9].	123
Figura C.1. Regime de neutro isolado [29].	124
Figura C.2. Defeito fase-terra em regime de neutro isolado [29].	125
Figura C.3. Regime de neutro ligado diretamente à terra [29].	126

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Características e limites técnicos dos dispositivos.	17
Tabela 3.1. Níveis de proteção da função MIF presente na subestação [32].	21
Tabela 3.2. Características gerais das proteções MIF a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].	21
Tabela 3.3. Características gerais das proteções MIH a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].	22
Tabela 3.4. Parametrizações da função MIHD presente no painel de saída MT [32].	24
Tabela 3.5. Características gerais das proteções MIHD a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].	24
Tabela 3.6. Valores gerais de parametrização da proteção homopolar para defeitos resistivos numa saída MT.	25
Tabela 3.7. Características gerais das proteções PTR a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].	25
Tabela 3.8. Características gerais das proteções de frequência a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].	25
Tabela 3.9. Características gerais dos detetores de frequência a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].	26
Tabela 3.10. Características gerais da função Cold Load Pickup a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].	26
Tabela 3.11. Características gerais da função Inrush Restraint a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].	26
Tabela 3.12. Características gerais da função diferencial do transformador [30].	29
Tabela 3.13. Características gerais da função de máximo de intensidade de fase do transformador [30].	29
Tabela 3.14. Cenário A de regulação das proteções de interligação da PD com a rede de distribuição [33].	32

Tabela 3.15. Cenário B de regulação das proteções de interligação da PD com a rede de distribuição [25].	32
Tabela 5.1. Parametrizações a realizar na proteção MIF para coordenação entre o OCR 3 e o painel de saída MT.	60
Tabela 5.2. Parametrizações da função MIHD presente no OCR 3.	66
Tabela 5.3. Parametrizações para a função MIH no painel de saída MT e no OCR 3.	66
Tabela 5.4. Parametrizações para a proteção MIH do OCR 3 em linhas em anel aberto.	72
Tabela 5.5. Parametrizações a efetuar no OCR 3 para considerar a presença de produção dispersa.	80
Tabela 5.6. Parametrização da deteção de tensão do OCR 3.	82
Tabela 6.1. Parâmetros do transformador da subestação (AT/MT).	88
Tabela 6.2. Parâmetros das linhas.	88
Tabela 6.3. Parametrizações realizadas para a rede de exemplo para a proteção MIF.	90
Tabela 6.4. Parametrização das proteções contra defeitos à terra para a rede de exemplo.	90
Tabela 6.5. Resultados da análise de fiabilidade realizada para cada um dos dispositivos.	92
Tabela 6.6. Parametrizações para as proteções MIF da rede, considerando o fator de correção para o OCR 3.	93
Tabela 6.7. Parametrizações da proteção MIF do painel de saída da linha 2.	101
Tabela 6.8. Parametrização das proteções contra defeitos à terra para linha 2.	101
Tabela D.1. Funções de Proteção representadas pelo respetivo código numérico ANSI/IEEE.	129

Abreviaturas

Lista de abreviaturas

A - Amperes
AT - Alta Tensão
BT - Média Tensão
DAR - Disjuntor Auto-Religador
IAR - Interruptor Auto-Religador
IAT - Interruptor Aéreo Telecomandado
IED - Intelligent Electronic Device
IEEE - Institute of Electrical and Electronical Engineers
km - Quilómetro
MAIFI - Momentary Average Interruption Frequency Index
MIF - Proteção de máxima intensidade de fase (#50)
MIH - Proteção de máxima intensidade homopolar (#50N)
MIHD - Proteção de máxima intensidade homopolar direcional (#67N)
MT - Média Tensão
OCR 1 - Órgão de Corte de Rede de 1ª geração
OCR 2 - Órgão de Corte de Rede de 2ª geração
OCR 3 - Órgão de Corte de Rede de 3ª geração
p.u. - Sistema por unidade
PD - Produção Dispersa
PT - Posto de Transformação
PTR - Proteção de máxima intensidade homopolar de terras resistentes (#51N)
s - segundo
SAIDI - System Average Interruption Duration Index
SAIFI - System Average Interruption Frequency Index
TI - Transformador de corrente
TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
TT - Transformador de tensão
V-T - Voltage-Time

Capítulo 1

Introdução

O trabalho realizado tem como principal objetivo o estudo dos Órgãos de Corte de Rede de 3ª geração (OCR 3) e sua correta aplicação nas redes aéreas de média tensão (MT) portuguesas. Neste primeiro capítulo é efetuada uma introdução ao tema tratado, descrevendo, de forma resumida, o dispositivo, os problemas que a sua instalação em redes aéreas acarreta e os objetivos da dissertação desenvolvida.

1.1. Redes Aéreas de Média Tensão e a Importância da Qualidade de Serviço

A rede de distribuição de média tensão (MT) situa-se, em grande parte dos casos, a jusante de uma subestação de distribuição alimentada pela rede de distribuição de alta tensão e a montante dos postos de transformação, para alimentação dos clientes em baixa tensão (ver Figura 1.1). Estas redes podem ser aéreas ou subterrâneas, sendo que as primeiras se localizam essencialmente em zonas rurais e as segundas em zonas fortemente urbanizadas. Estas redes são sempre exploradas de uma forma radial. O desenvolvimento deste trabalho focar-se-á nas redes aéreas.

As linhas aéreas de MT podem ser relativamente extensas (da ordem das várias dezenas de quilómetros), para levar energia a todos os clientes das zonas rurais, e têm várias ramificações ao longo da linha principal [1]. Devido a esta grande extensão e ao facto de ser composta por condutores nus isolados pelo próprio ar e suspensos em apoios, este tipo de linhas, e os seus respetivos componentes, estão muito sujeitos a defeitos causados por vegetação, animais, causas humanas e condições atmosféricas adversas. Este facto provoca uma grande degradação dos índices de fiabilidade deste tipo de linhas. Em comparação com as linhas de alta tensão (AT), que são muito menos ramificadas (o que implica uma menor extensão total deste tipo de linhas) e estão habitualmente mais inacessíveis aos contactos com pessoas, o número de interrupções não planeadas de longa duração, no caso das linhas MT, é muito superior. Na Figura 1.2 onde está apresentado o TIEPI, que corresponde ao tempo de indisponibilidade em função da potência instalada num ano, para as linhas MT consoante a sua origem, nota-se este mesmo facto. Observa-se que grande parte da

2 Introdução

contribuição para este índice é provocada pelas linhas MT e apenas uma parte residual pelas linhas AT e MAT [2].

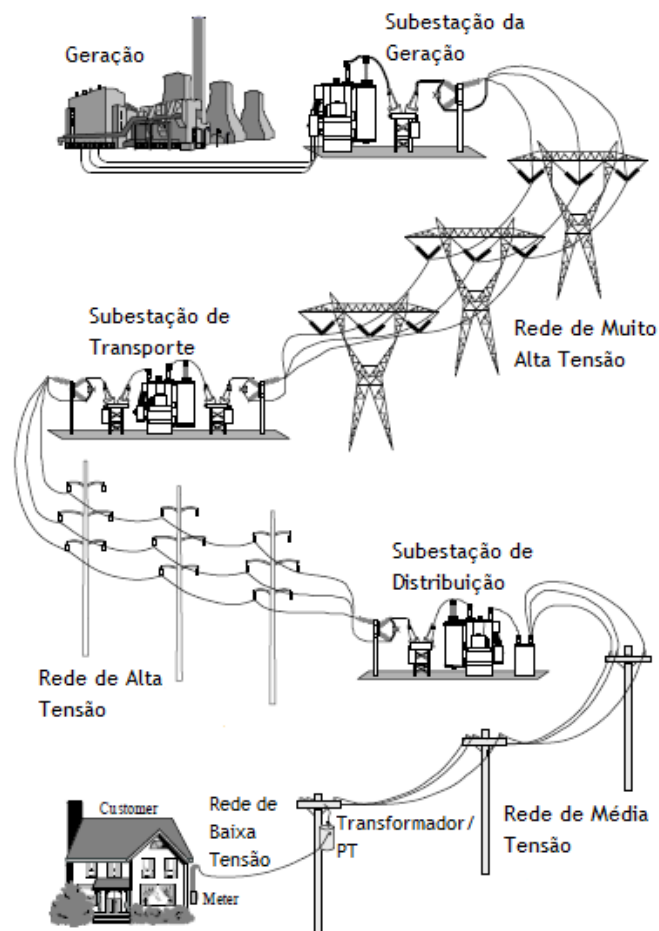


Figura 1.1. Esquema da transmissão de energia elétrica desde a geração até ao cliente de BT [3].



Figura 1.2. TIEPI para as linhas MT portuguesas, considerando a origem dos defeitos [2].

Para fazer face a este problema em Portugal, têm vindo a ser instalados uma série de dispositivos nas linhas aéreas MT [1]. Estes dispositivos possuem diferentes características entre si, consoante o seu tipo. Na próxima secção serão descritos, de uma forma muito resumida, estes dispositivos.

1.2. Órgãos de Corte de Rede: Benefícios e Desafios

Os Órgãos de Corte de Rede (OCR) são uma série de dispositivos, com capacidade de atuação de forma remota ou por via de automatismos, cuja designação é definida pela empresa concessionária da rede de distribuição portuguesa. São utilizados em redes de distribuição MT, mais concretamente num ponto intermédio das linhas aéreas e instalados nos apoios. O seu objetivo final é melhorar a continuidade e qualidade de serviço disponibilizado pela rede de distribuição. Para isso, este tipo de dispositivos permite o isolamento de defeitos e a reconfiguração da rede.

Os dispositivos atualmente usados em Portugal são os seguintes [1]:

- Interruptor Auto-Religador (IAR) - Possui automatismos para isolamento de defeitos, mas não tem capacidade de ser atuado remotamente.
- Interruptor Aéreo Telecomandado (IAT) - Possui capacidade de ser comandado de forma remota.
- Órgão de Corte de Rede de 1ª geração (OCR 1) - Possui capacidade de ser telecomandado.
- Órgão de Corte de Rede de 2ª geração (OCR 2) - Podem ter automatismos para isolamento de defeitos e podem ser atuados remotamente.

Para além dos dispositivos enunciados atrás, está prevista a instalação de um novo tipo de dispositivo, o Órgão de Corte de Rede de 3ª geração (OCR 3). Este dispositivo, ao contrário dos descritos anteriormente, possui funções de proteção de deteção e isolamento de defeitos, que habitualmente apenas se encontram na subestação. Assim, para a introdução deste tipo de dispositivos, é necessário que exista coordenação com as proteções presentes na saída MT da subestação.

1.3. Objetivos e Motivação da Dissertação

Para a introdução dos OCR 3 descritos na Secção 1.2, e como já foi referido, é necessário coordená-los com as proteções presentes nas saídas das linhas MT das subestações. Assim, é importante definir o tipo de proteções necessárias nos OCR 3 para que exista uma seletividade entre todas as proteções da linha. Ao mesmo tempo, todos os defeitos devem ser isolados de uma forma rápida e eficaz, para provocar o mínimo de danos a pessoas e equipamento possível.

Um aspeto que não pode de todo ser desprezado, para além da coordenação com as proteções de saída MT, é a crescente penetração de produção dispersa (PD) nas redes aéreas MT. A PD neste tipo de redes caracteriza-se por poder estar inserida em qualquer ponto de uma determinada linha e, por isso, poder provocar trânsitos de potência diferentes dos habitualmente previstos numa alimentação radial, em caso de defeito. Assim, as proteções de saída das linhas MT podem ser alvo de uma série de problemas que advêm deste facto, podendo diminuir a qualidade e continuidade de serviço. Também os OCR 3, por terem associados relés, podem ser afetados por estes problemas. Por outro lado, como os OCR 3 estão sempre colocados a jusante das proteções de saída MT, podem também ser utilizados para atenuar ou mesmo extinguir os problemas causados pela PD.

Tendo em conta o que foi referido nesta Secção, os principais objetivos desta dissertação são:

- Definição das funções de proteção e respetivas parametrizações do OCR 3 para ser corretamente inserido nas redes aéreas MT.
- Verificação e resolução dos problemas inseridos pela introdução de PD nas linhas aéreas MT, com a utilização de OCR 3.
- Análise da qualidade e continuidade de serviço antes e após a introdução do OCR 3 nas linhas MT, tendo em conta os casos com e sem introdução de produção dispersa.

1.4. Estrutura da Dissertação

Esta Dissertação conta com sete capítulos, sendo o capítulo atual (Capítulo 1) a introdução, que descreve de uma forma muito resumida o enquadramento, a motivação e os objetivos desta dissertação.

No Capítulo 2 é realizada uma revisão dos dispositivos de corte e seccionamento atualmente utilizados em Portugal. É realizado um levantamento geral de todos os tipos de dispositivos existentes nas linhas aéreas MT, sendo depois os dispositivos utilizados em Portugal enquadrados segundo este levantamento. É realizada uma revisão às características elétricas e mecânicas, assim como aos componentes construtivos gerais destes dispositivos.

O Capítulo 3 trata as proteções atualmente usadas nas redes MT em Portugal. Numa primeira fase são revistas todas as proteções e parametrizações utilizadas nas subestações para proteção das linhas aéreas MT. Por fim, são também tratadas as proteções utilizadas nas interligações da PD à rede MT.

Uma revisão da coordenação entre proteções nas linhas aéreas MT é realizada no Capítulo 4. É considerada a coordenação entre vários dispositivos com proteções de máxima intensidade. Neste mesmo capítulo, são também tratados os problemas já conhecidos que a introdução de PD provoca nas proteções de saída das linhas MT.

O Capítulo 5 descreve as proteções e respetivas parametrizações que o OCR 3 necessita de ter para se coordenar corretamente com as proteções de saída das linhas MT. São considerados dois tipos de linhas, radiais e em anel aberto. Por fim, são analisados os efeitos que a introdução de um OCR 3 numa linha MT com PD. Sempre que possível, são definidas funções de proteção para diminuir os efeitos destes problemas na qualidade e continuidade de serviço por parte da linha.

Para verificar os efeitos da introdução de um OCR 3 numa linha aérea MT, com as proteções definidas no Capítulo 5, no Capítulo 6 são estudadas as alterações na qualidade e continuidade de serviço, utilizando vários índices de fiabilidade. É realizada esta análise para os casos sem e com PD, considerando, para o caso com PD, os vários problemas introduzidos por esta.

Finalmente, no Capítulo 7 são enumeradas as conclusões retiradas com a elaboração da Dissertação. São também descritos os trabalhos futuros que podem ser realizados no âmbito deste tema.

Capítulo 2

Dispositivos de Manobra na Rede Aérea de Distribuição de Média Tensão

Os dispositivos de manobra na rede aérea de distribuição de média tensão são utilizados essencialmente para localização, isolamento e extinção de defeitos, despiste de defeitos fugitivos, isolamento de ramais da rede para trabalhos e basculamento de cargas [1]. O seu modo de funcionamento consiste na abertura de contactos num meio que permita a extinção do arco elétrico, originado por esta ação. Existem, no entanto, aparelhos que apenas podem ser abertos na ausência de tensão.

Estes dispositivos são caracterizados por uma série de características elétricas e mecânicas, que descrevem o seu funcionamento e os limites que são aceitáveis para os mesmos (ver Anexo A). Por sua vez, os dispositivos de manobra, podem-se subdividir em vários tipos, consoante as suas propriedades. Estes serão apresentados na Secção 2.1. Atualmente, em Portugal, são utilizados uma série de aparelhos predefinidos pela empresa concessionária da rede de distribuição. Estes aparelhos, assim como os sistemas que os constituem, serão analisados na Secção 2.2.

2.1. Tipos de Dispositivos

Os aparelhos de manobra diferenciam-se consoante os seus aspetos construtivos, que por sua vez influenciam fortemente as características elétricas e mecânicas dos mesmos. Existem várias designações para os vários tipos de dispositivos de manobra na média tensão [4], no entanto, no âmbito deste projeto, foram apenas definidos quatro tipos de aparelhos que englobam todas as funções necessárias ao desenvolvimento do trabalho. São eles: seccionadores, interruptores-seccionadores, interruptores-disjuntores e disjuntores religadores. Esta designação está de acordo com a nomenclatura adotada em Portugal [1, 5-8].

2.1.1. Seccionador

São conhecidos também como *disconnecters* [4]. A abertura do circuito elétrico é realizada por meio de facas, que assentam em contactos. A abertura destas facas provoca a

abertura do circuito. A sua operação é puramente mecânica e manual. Quando instalados em linhas aéreas de média tensão, são colocados horizontalmente num apoio e a operação é realizada a partir da base do mesmo, tendo necessariamente um técnico dirigir-se ao local para o atuar [9].

Os seccionadores garantem uma distância de seccionamento, o que permite um isolamento completo de uma determinada linha para se proceder a ações de manutenção e reparação [5]. O facto de garantirem uma distância de seccionamento leva a que muitas vezes este tipo de dispositivos seja associado a outros que não garantem esta distância [1]. O meio de isolamento deste tipo de dispositivos é o ar. Um exemplo está ilustrado na Figura 2.1.



Figura 2.1. Seccionador, modelo ICMH da marca Jayme da Costa [10].

2.1.2. Interruptor-Seccionador

São também conhecidos como *Load Break Switches* ou *Load Interrupter Switches* [4]. A abertura do circuito elétrico é realizada por um mecanismo de molas, que faz mover os contactos e abre o circuito [9]. Por definição, consegue cortar e fechar sobre a corrente máxima nominal para que é construído [4]. No entanto, é habitual este tipo de dispositivos conseguir fechar sobre corrente de curto-circuito [1]. Devido ao mecanismo de molas o tempo de abertura e fecho é completamente independente do operador. A atuação das molas para operação do interruptor-seccionador pode ser realizada de forma manual no local, de forma elétrica ou por ação de um motor, no local ou remotamente. A instalação deste tipo de dispositivos nas linhas aéreas de média tensão é feita nos apoios das mesmas. Em [11-13] são apresentados alguns exemplos deste tipo de dispositivos.

O Interruptor-Seccionador garante uma distância de seccionamento, pelo que não será necessário associar um seccionador à montagem. Este facto pode-se revelar importante em termos de custos do equipamento [1]. O meio de isolamento deste tipo de aparelhos pode ser o ar [13] ou então o hexafluoreto de enxofre (SF_6) (ver Figura 2.2) [11, 12].

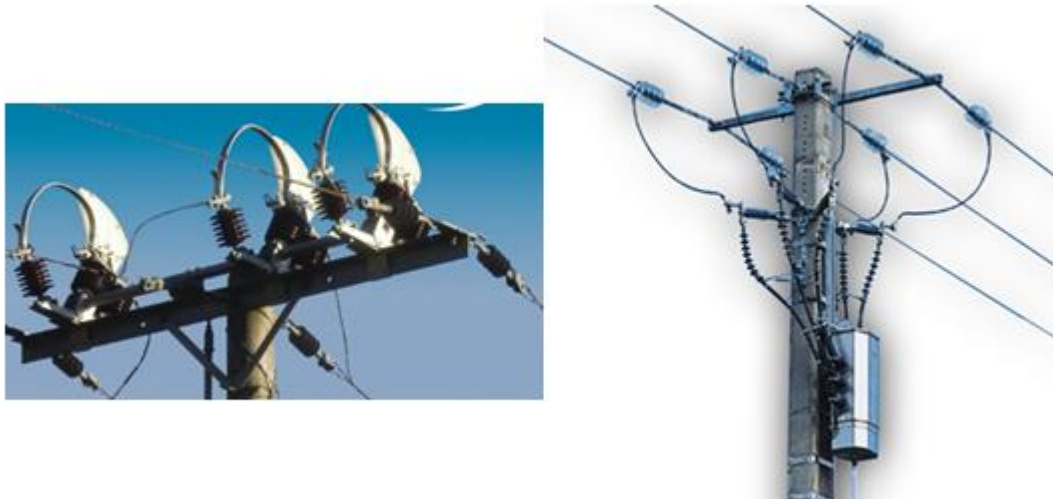


Figura 2.2. Exemplo de um interruptor-seccionador com corte no ar [13] (esquerda) e de um interruptor-seccionador com corte em SF6 [12] (direita).

2.1.3. Interruptor-Disjuntor

Também conhecido como *Fault Interrupter* [4]. O seu principal elemento é a presença de um disjuntor, o que proporciona uma grande facilidade de abertura e de fecho dos contactos. No entanto, é habitual este tipo de dispositivos não possuir poder de corte de correntes de curto-circuito. Contudo tem, habitualmente, uma elevada capacidade de fechar sobre correntes de defeito [1]. A abertura dos contactos neste tipo de dispositivos de corte aéreos pode ser realizada basicamente de duas formas:

- i. Energia armazenada em molas - Este tipo de interruptor-disjuntor necessita de um motor ou de um solenoide, para carregar uma mola de fecho. A atuação desta mola provoca o fecho do dispositivo, que, por sua vez, carrega uma mola de abertura, que fica sob tensão. Com o dispositivo fechado e a mola sob tensão, este está pronto a atuar. No caso de receber uma ordem de abertura, a tensão é libertada da mola, abrindo os contactos [14].
- ii. Atuador magnético - É uma tecnologia mais recente do que a anterior e normalmente é utilizada sempre com isolamento a vácuo. Tem a grande vantagem de possuir muito menos peças mecânicas, quando comparado com o método anterior. O seu princípio de funcionamento consiste na presença de um campo magnético e na sua atuação sobre um pistão. A modificação do campo magnético faz mover este pistão, que consoante a sua posição faz abrir ou fechar os contactos [15]. Na figura 2.3 está representado um exemplo de um mecanismo de operação deste tipo.

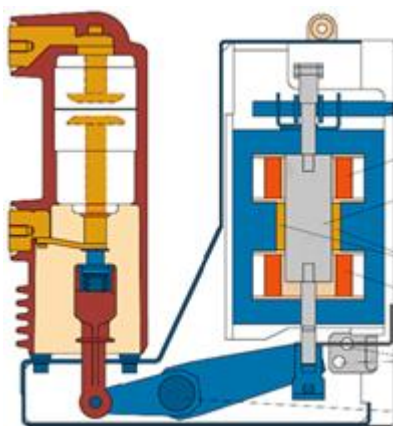


Figura 2.3. Exemplo de mecanismo de um atuador magnético de um disjuntor [15].

A extinção do arco elétrico, aquando da abertura dos contactos, neste tipo de dispositivos, pode ser realizada em vários meios. Entre estes os mais importantes são o óleo que se caracteriza pelo baixo custo e pela simplicidade; o gás SF_6 que é das soluções mais utilizadas e que possui muito boas características de extinção do arco; e a vácuo, sendo a sua principal vantagem a muito pouca manutenção necessária [9].

Estes dispositivos são comandados por atuação elétrica, que pode ser realizada no local ou remotamente. Devido à sua grande capacidade e facilidade de comutação entre estados, inerente ao modo de funcionamento do disjuntor, estes dispositivos são também muito utilizados para funções de automatismo. No entanto, não possuem distância de seccionamento, pelo que é habitual associar um seccionador à montagem [1]. Na Figura 2.4 está apresentado um exemplo deste tipo de dispositivo.



Figura 2.4. Exemplo de um interruptor-disjuntor [16].

2.1.4. Disjuntor Religador

São também conhecidos como *reclosers* [4]. Tal como o caso do interruptor-disjuntor, este também possui um disjuntor. Assim, todas as características descritas anteriormente para os tipos de disjuntores utilizados nestes casos, também são aplicáveis aos disjuntores religadores. No entanto, neste caso, o disjuntor já tem obrigatoriamente de ter poder de corte para eliminar correntes de curto-circuito. O seu nome advém do facto de este tipo de dispositivos possuir, habitualmente, um automatismo de religação. Uma outra característica construtiva é a presença de um dispositivo para deteção de curto-circuitos entre fases e à terra. Este dispositivo pode ser de dois tipos:

- i. Controlado hidraulicamente - Os defeitos são detetados por uma bobina, que por sua vez faz atuar o mecanismo de disparo. As religações são realizadas por um dispositivo

hidráulico, que ao fim de um determinado período de tempo faz com que os contactos voltem a fechar, mesmo que o deito se mantenha. Este tipo de dispositivos é significativamente mais barato, mas torna a coordenação com as restantes proteções do sistema mais difícil de ser realizada, devido à imprecisão deste tipo de mecanismos [9, 17].

- ii. Relé digital - O disjuntor religador é controlado por um relé digital que, para além de detetar as correntes de curto-circuito e enviar as ordens de disparo, também coordena as religações. É uma solução mais cara que a anterior, mas a presença de relé digital controlado por um microprocessador dá ao dispositivo uma maior capacidade de coordenação. Possibilita também a utilização do mesmo para deteção de vários tipos de defeitos, assim como para funções de automatismos locais [9, 17].

Este tipo de dispositivos é habitualmente telecontrolado, podendo também ser aberto manualmente. Pode estar associado a funções de automatismo mais complexas. Em muitas circunstâncias é possível que estes funcionem como dispositivos normalmente abertos, no caso da rede ser em anel aberto [18].

Estes dispositivos não proporcionam uma distância de seccionamento, pelo que é necessário associar um seccionador à montagem, para o caso de se ser necessário proceder a trabalhos na linha [1]. Na Figura 2.5 está representado um exemplo de um dispositivo deste tipo.



Figura 2.5. Exemplo de um disjuntor religador montado num apoio de uma linha aérea de média tensão [19].

2.2. Dispositivos Utilizados na Rede Aérea de Distribuição MT Portuguesa

Na rede aérea portuguesa de distribuição em média tensão são utilizados, para além dos habituais seccionadores sem poder de corte, uma série de dispositivos de manobra com características específicas. São eles:

- i. Interruptores Auto-Religadores (IAR);
- ii. Interruptor Aéreo Telecomandado (IAT);
- iii. Disjuntores Auto-Religadores (DAR);
- iv. Órgão de Corte de Rede de 1ª Geração (OCR 1);
- v. Órgão de Corte de Rede de 2ª Geração (OCR 2);

vi. Órgão de Corte de Rede de 3ª Geração (OCR 3).

Devido às diversas similaridades o IAT será tratado em conjunto com o OCR 1 [1]. Também o DAR será tratado em conjunto com o OCR 3, embora neste caso existam diferenças entre os dois dispositivos, que serão estudadas mais à frente.

Todos eles, independentemente do fabricante, têm de seguir uma série de características mínimas aceitáveis, de forma a que possam desempenhar as funções pretendidas para cada um deles. Estas características são definidas por uma série de documentos normativos fornecidos pela EDP Distribuição (concessionária da rede de distribuição portuguesa).

Associado a estes dispositivos têm também de estar presentes uma série de aparelhos auxiliares, que permitam o seu controlo, quer automático, quer remoto a partir do Centro de Controlo de Média Tensão (CCMT). A definição da função e características destes aparelhos auxiliares estão também definidos nos documentos normativos.

2.2.1. Componentes Constituintes dos Dispositivos

Os dispositivos montados na rede têm de possuir uma série de dispositivos auxiliares que permitam o seu funcionamento, quer automático, quer manual, assim como o seu telecomando (quando se aplique) [6-8].

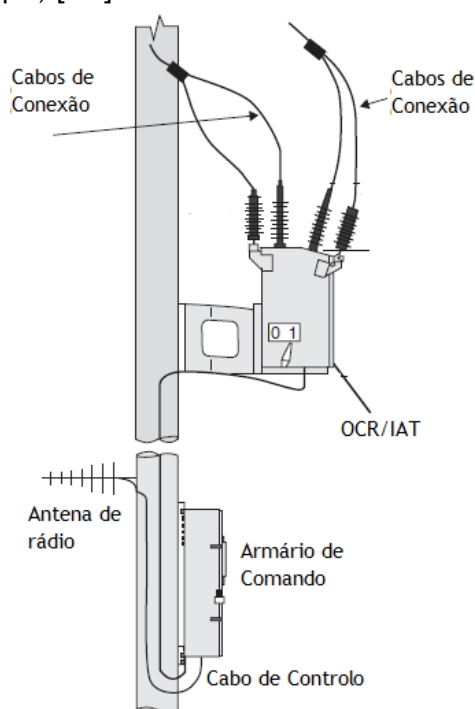


Figura 2.6. Esquema exemplo dos componentes para o funcionamento de um dispositivo de manobra de rede [9].

Na Figura 2.6 estão ilustrados os componentes gerais de um sistema de manobra de rede automático, controlado remotamente.

i. Armário de Comando

O armário de comando é a unidade central de comando e controlo do dispositivo de manobra da rede. É também responsável por comunicar com o CCMT. É colocado habitualmente na base do apoio da linha elétrica, para que seja acessível para operação no local [7, 8].

O principal elemento do armário de comando é a unidade remota de rede (URR). A URR é composta por três módulos operacionais:

- Módulo de controlo - É o módulo que comanda e controla o dispositivo de manobra da rede. Dá instruções de fecho e de abertura, com base nas medições de tensão e corrente efetuadas e em ordens remotas ou locais de manobra. Pode, em alguns casos, ter funções de proteção para deteção de defeitos (caso do OCR 3).
- Módulo de comunicação - É a interface entre o módulo de controlo e o CCMT. Este módulo recebe e envia as informações segundo um protocolo de comunicação.
- Módulo de alimentação - Assegura a alimentação do armário de comando, o carregamento da bateria e as auto vigilâncias associadas.

Atualmente é muito utilizado o armário μ TCMT, fabricado pela EFACEC, para os OCR 1 e OCR 2. No entanto, a URR deste armário não possui função de deteção de defeitos (relé), assim não pode ser utilizado para os OCR 3. Na Figura 2.7 está representado o μ TCMT, com todos os módulos indicados anteriormente.



Figura 2.7. Armário μ TCMT da EFACEC. 1-Armário; 2-URR; 3-Detector de defeitos; 4-Supervisão e controle da alimentação.

ii. Telecomunicações

A telecomunicação é realizada entre o URR e o CCMT, utilizando para tal o módulo de comunicação. Habitualmente, em Portugal, são utilizadas apenas tecnologias de comunicação sem fios para este tipo de equipamento localizado em linhas aéreas de média tensão, por se situarem em locais rurais, sem outro tipo de infraestruturas de telecomunicações.

As antenas utilizadas para receber e emitir sinais de medidas e controlo devem ser colocadas no apoio na zona onde a rede tenha um sinal mais elevado. Assim, não têm local certo para localização.

iii. Transformadores de Medida

Os transformadores de medida são necessários para fornecer as medições de corrente e tensão à URR [7, 8], para que se proceda à abertura, automática ou manual, do dispositivo, se necessário. Estes transformadores podem estar inseridos na própria estrutura do dispositivo de manobra, caso este necessite da medida para funcionar. Por exemplo, um

disjuntor religador precisa da medição de corrente para funcionar, assim é habitual estar presente um transformador de corrente dentro da sua estrutura [19, 20]. No caso de não ser estritamente necessário para o funcionamento do dispositivo de manobra o transformador pode estar ausente. Nestes casos, se se necessitar de fazer uma medição de corrente, tensão ou ambas é necessário instalar transformadores externamente. Esta situação é habitual, para fornecer indicações ao CCMT em relação à localização de um determinado defeito [7, 8].

2.2.2. Interruptor Auto-Religador (IAR)

Pode ser considerado um interruptor-disjuntor (ver Secção 2.1.3), porque é utilizado para realizar automatismos e não possui distância de seccionamento. Foi o primeiro órgão de corte implementado em Portugal em linhas aéreas MT. Permite uma certa automação à rede de distribuição no que diz respeito à pesquisa e seccionamento de defeitos [1].

O IAR possibilita o corte em carga e o fecho dos contactos sob uma corrente de curto-circuito [6]. Este tipo de dispositivo não tem qualquer função de telecomando, podendo apenas ser atuado por meio de automatismos pré-programados ou por deslocamento de um técnico ao local. Por isso, é utilizado essencialmente para a realização de automatismos de pesquisa e isolamento de defeitos [1]. Os automatismos normalmente utilizados neste tipo de dispositivos é o V-T.

Como não garantem uma distância de seccionamento é necessário associar um seccionador à montagem, para permitir trabalhos na linha [1]. Embora tenham sido dos primeiros dispositivos a ser utilizados para automação da rede aérea de média tensão portuguesa, ainda hoje têm interesse em zonas em que não existe cobertura das redes utilizadas nas telecomunicações [1]. Os dispositivos ainda montados na rede são da marca Joslyn [1].

2.2.3. Órgão de Corte de Rede tipo 1 (OCR 1)

Marca o início da uma nova designação deste tipo de dispositivos, passando a ser designados Órgãos de Corte de Rede (OCR). O tipo de montagem descrita na Secção 2.2.1 começa a ser cumprida, com todos os componentes nela indicados, incluindo os componentes de telecomunicações, que não estavam presentes no caso do IAR.

Este tipo de aparelho é um interruptor-seccionador (ver Secção 2.1.2), que, por isso, garante uma distância de seccionamento quando aberto, o que permite a sua utilização sem seccionadores associados. Consegue cortar a sua corrente nominal e fechar sob corrente de curto-circuito [7].

Este tipo de dispositivos pode ou não ter capacidade de medição da tensão e corrente na linha. Se estas medições estiverem disponíveis, leva a que o operador tenha uma noção mais exata da localização dos defeitos que ocorram na linha, sendo o seu posterior isolamento realizado de uma forma mais expedita [1, 7].

Devido à sua operação como interruptor-seccionador, o OCR 1 tem limitações de atuações consecutivas, por causa do seu modo de operação atuado por um motor. Assim, estes dispositivos apenas podem efetuar dois ciclos de manobra (abrir-fechar-abrir-fechar) num curto espaço de tempo. A principal consequência deste facto é a impossibilidade de utilizar este tipo de dispositivos para funções de automatismo, que normalmente exigem vários ciclos de funcionamento [1]. Assim, a sua principal função é ser comandado de forma manual

remotamente pelo CCMT, ou então, de forma alternativa, no local por meio elétrico ou mecânico [1, 7].

É habitualmente usado, em Portugal, nos seguintes locais da rede [1]:

- Nós de interligação, normalmente abertos - É especialmente indicado para estas localizações, porque a distância entre contactos representa uma distância de seccionamento.
- Início de ramais extensos ou com grande quantidade de PT's a jusante, em zonas do tipo C - Esta localização permite isolar ramais para efetuar trabalhos, sem ser necessário manobrar o disjuntor na subestação. Possibilita ainda localizar e isolar defeitos remotamente, diminuindo o tempo fora de serviço da saída da subestação correspondente. Apenas são utilizados em zonas do tipo C porque, de entre todos os OCR são os que têm menor corrente nominal.

A primeira designação deste tipo de equipamentos era IAT (interruptor aéreo telecomandado). Segundo esta designação foram utilizados dispositivos das marcas ABB e Isognon. Já com a designação OCR 1 existem dispositivos das marcas Contacplasma, Schneider e Efaced (ver Figura 2.8) [1].

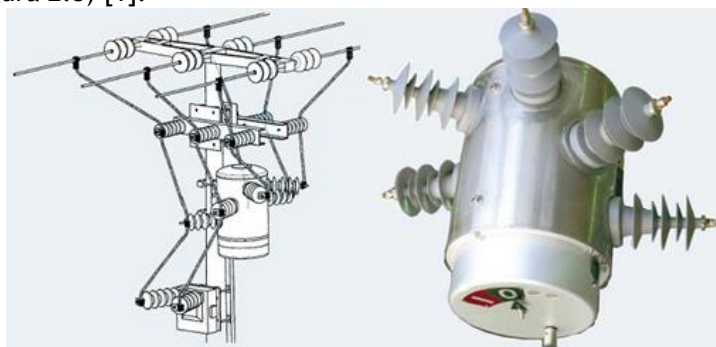


Figura 2.8. Esquema de montagem de um OCR 1 e foto do mesmo [11].

2.2.4. Órgão de Corte de Rede tipo 2 (OCR 2)

É um interruptor-disjuntor (ver Secção 2.1.3), que não garante distância de seccionamento, por isso, tem de ser associado um seccionador à montagem [1]. Corta a corrente nominal de funcionamento e pode fechar sobre correntes de curto-circuito [1, 8]. A sua corrente nominal de funcionamento é superior à do OCR 1, podendo por isso ser usado em zonas com carga mais elevada [7, 8].

Uma vez que possui como componente de base um disjuntor, podem ser associadas a este tipo de OCR automatismos locais, como é o caso do controlo V-T. Este tem de ser programado na sua unidade de processamento e parametrizado corretamente [1]. Apesar de não serem muito utilizados nas zonas de abertura de uma rede em anel aberto, estes também podem ser utilizados nestes pontos, permitindo neste caso, realizar automatismos do tipo O-T. Outra das duas principais funções, tal como o OCR 1, é proceder a manobras na rede, por telecomando ou no local, manuais [1, 8].

No caso de não possuir automatismo V-T, é habitualmente utilizado, em Portugal, nos seguintes pontos da rede [1]:

- Início de ramais extensos ou com grande quantidade de PT's a jusante, em zonas do tipo A ou B - Tal como o caso anterior, esta localização permite detetar e isolar defeitos, para melhorar a qualidade de serviço, diminuindo o tempo em que a saída

da subestação está fora de serviço. Estes já são utilizados para zonas com maior número de consumidores (A e B), logo com maior carga, devido à sua maior corrente nominal.

- Linha principal - Tem a mesma função do caso anterior, mas para defeitos que possam ocorrer na linha principal.
- Derivações com elevada carga - Tem a mesma função dos casos anteriores, mas para defeitos que possam ocorrer nas derivações da linha principal.

Para os casos em o OCR 2 possui automatismo, estes são usualmente colocados nos seguintes pontos da rede [1]:

- Linhas principais ou no início de ramais, em zonas de qualquer tipo, associadas a OCR's sem automatismo - Estas localizações permitem elevar a qualidade de serviço da rede a montante de onde são instalados, para defeitos que ocorram a jusante. Nestes casos, o disjuntor na subestação nunca fica aberto permanentemente, porque o OCR abre automaticamente e isola o defeito.
- Zonas sem cobertura de telecomunicações, ou em casos que o sobrecusto destas não é economicamente viável - Nestas zonas a instalação de OCR 2 tem obrigatoriamente de ter automatismo, porque, de outra forma, a sua aplicação perderia todas as vantagens da aplicação deste tipo de dispositivos.

São utilizados dispositivos da marca Cooper Power Systems, modelo DAS (ver Figura 2.4) [1].

2.2.5. Órgão de Corte de Rede tipo 3 (OCR 3)

É o mais recente OCR previsto para instalação na rede aérea MT portuguesa, não sendo ainda oficial a definição das suas características (ainda não existe qualquer documento normativo que fale deste dispositivo). No entanto, está já a decorrer um projeto tipo, que envolve a instalação destes dispositivos, conhecendo-se por isso, o fabricante e o respetivo modelo [21]. Assim, nesta Dissertação, são utilizadas as características disponibilizadas pelo fabricante para definir o OCR 3.

O OCR 3 é um disjuntor religador (ver Secção 2.1.4) que tem capacidade de cortar correntes de curto-circuito e também de fechar sobre as mesmas. Por definição, este tipo de aparelhos está apto para efetuar ciclos de religação. Possui também relés digitais, que permitem a deteção de defeitos de máximo de intensidade entre fases (MIF, #50 e #51), máximo de intensidade homopolar (MIH, #50N e #51N), função direcional (#67 e #67N), entre outros. Deste modo possibilita a sua atuação para isolamento de defeitos permanentes e despiste de defeitos fugitivos, na rede a jusante, sem qualquer interrupção verificada na rede a montante. Pode também ser atuado por forma telecomandada ou manualmente no local. Outra aplicação pode ocorrer nos nós de interligação normalmente abertos, possibilitando novas funções de automatismo para estes pontos da rede [20, 22].

No entanto, o armário de controlo habitualmente utilizado em Portugal (μ TCMT da Efavec) não pode ser utilizado para interação com este tipo de OCR, porque não tem as funções de proteção necessárias para aproveitar todas as características deste aparelho. Os armários para utilização com este tipo de OCR, têm de englobar todas as características exigidas para os restantes OCR, mais uma função de relé para vários tipos de defeitos e

função de parametrizar a função de religação do dispositivo. Na Figura 2.9 está representado um exemplo do funcionamento, que é em tudo semelhante ao funcionamento dos armários vistos anteriormente, mas com a diferença que não possui apenas funções de controlo simples, mas um relé com funções de proteção mais avançadas.

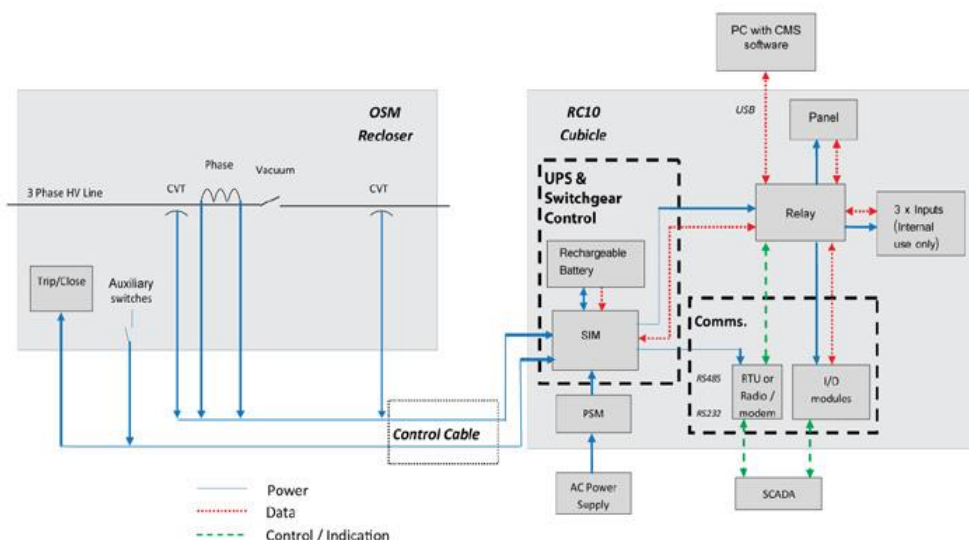


Figura 2.9. Exemplo de operação de um armário de controlo com relé [20].

Este tipo de solução já permite funções de proteção contra correntes de defeito, utilizando curvas de tempo inverso, ou atuação por tempo definido, o que possibilita uma maior flexibilidade em termos de coordenação de proteções. Este é um facto importante, porque a introdução deste tipo de dispositivos obriga a novos desafios de coordenação entre o OCR 3 a proteção da subestação, ou mesmo entre OCR's 3 [9, 17].

Uma rede com grande implementação deste tipo de aparelhos possibilita um grande grau de automação. Podem ser implementados novos automatismos locais, programados nas URR, mais sofisticados que as utilizadas atualmente, utilizando as características próprias que têm os disjuntores religadores. Podem também ser implementadas funções centralizadas de controlo de um grupo de OCR 3, que definam automaticamente qual a configuração ótima da rede para que, em caso de defeito, o menor número de cargas possível fique sem alimentação elétrica, que serão implementados pelo CCMT, para que posteriormente as ordens sejam enviadas para os dispositivos [22-24].

Em Portugal está já definido um tipo de dispositivos que utilizam disjuntores religadores, os DAR (disjuntores auto-religadores). No entanto, estes nunca foram muito utilizados nas redes aéreas, havendo um número muito reduzido instalado atualmente nas linhas aéreas portuguesas de média tensão. Estes são muito usados nas saídas das subestações como proteção da linha [1]. Por outro lado, o OCR 3 tem como principal objetivo a instalação nas linhas aéreas [21]. Outra diferença entre os dois tipos de dispositivos é que o OCR 3 tem a capacidade de detetar a presença de tensão nos terminais de ambos os lados, enquanto o DAR apenas nos terminais de apenas um lado. A capacidade de detetar tensão em ambos os terminais por parte do OCR 3 pode ser importante para funções de proteção mais avançadas e também para automatismos.

Normalmente, os DAR's são colocados, em Portugal, nos seguintes pontos da rede [1]:

- No início de ramais com fraca qualidade de serviço - A instalação nestes pontos da rede, permite que a grande ocorrência de defeitos nos ramais afetados pela fraca qualidade de serviço, não influencie a qualidade de serviço do resto da linha.
- Na fronteira de redes urbanas ou industriais com redes rurais - A instalação de DAR nestes pontos das redes, permite que um defeito que ocorra nas redes rurais não afetam grandes concentrações de cargas, como é o caso das redes urbanas e industriais.
- Escalonamento de troços de linhas extensas com cargas elevadas - Permite subdividir uma linha em várias secções, aumentando a qualidade de serviço da saída em questão.

Estas localizações foram definidas tendo em conta os DAR, mas também podem ser utilizados com os OCR 3, devido às similaridades entre ambos. Podem também ser utilizados num âmbito mais alargado, realizando funções, que eram anteriormente atribuídas a outros tipos de dispositivos. Estas funções aliadas às características de eliminação de defeitos deste tipo de OCR, pode aumentar significativamente a qualidade de serviço e levar a um grande grau de automação da rede em que estão inseridos.

Ainda sob a designação de DAR estão presentes na rede dispositivos da marca Cooper Power Systems, modelos KF VME (corte no vácuo) e WVE38X (corte no óleo) [1]. Já sob a designação de OCR 3 estão a ser utilizados dispositivos da marca NOJA Power, modelo OSM (corte no vácuo) (ver Figura 2.10).



Figura 2.10. OCR 3 instalado num apoio (esquerda) e em pormenor (direita) [20].

2.2.6. Resumo das Características dos Dispositivos

Na Tabela 2.1 estão apresentadas todas as características e limites técnicos dos dispositivos descritos (ver Anexo A).

Tabela 2.1. Características e limites técnicos dos dispositivos.

Nome	IAR			OCR 1			OCR 2			OCR 3		
Tipo	Interruptor-Disjuntor (S/ telecomando)			Interruptor-Seccionador			Interruptor-Disjuntor			Disjuntor Auto-Religador		
Ue (kV)	17.5	36		12	17.5	36	15.5	27	36	15.5	27	36
Un (kV)	15	30		10	15	30	10	15	30	10	15	30
In (A)	200	400	200	400			560			630		
In de corte em carga (A)	200	400	200	400			560			630		
Icc (kA)	9 (2s)	12.5 (2s)	8 (3s)	8 (3s)			8 (3s)			16 (4s)	12.5 (4s)	12.5 (3s)
Icc corte em cc (kA)	-	-	-	-			16	10	12	16	12.5	12.5
Icc,pico fecho em cc (kA)	22.5	31.5	20	20			30			40	31.5	31.5
Tempo máx de atuação	(não definido)			8s			100ms			(não definido)		
Automatismos	V-T, O-T			-			V-T, O-T e outro tipo de automatismos			Proteção contra defeitos e religação. Pode ter funções de automatismo avançadas.		
Observações	-			Apenas pode realizar 2 manobras de fecho sob corrente de curto-circuito			O poder de corte é desprezável, porque não possui relé.			-		
Referência	[6]			[7]			[8]			[20, 25]		

2.2.7. Comunicação com o Centro de Controlo de Média Tensão

A comunicação entre os OCR e o CCMT é realizada a partir de um sistema sem fios que possibilita que todos os dispositivos, mesmo que estejam colocados em zonas remotas, comuniquem com o CCMT, desde que exista rede para a tecnologia de comunicação sem fios em questão. Em Portugal, são utilizados dois tipos de comunicação sem fios para realizar a comunicação entre o OCR e o CCMT [26, 27]:

- Rádio VHF - Tecnologia utilizada há mais tempo pela EDP Distribuição, que tem um canal privado baseado nesta tecnologia. No entanto, sendo uma tecnologia que já revela alguma desatualização, tem pouca fiabilidade e largura de banda. Assim à medida que os aparelhos telecontrolados se vão proliferando, este tipo de sistema de telecomunicações vai-se revelando cada vez mais inadequado [21].
- GSM/GPRS - Tecnologia associada a telecomunicações, que esta a começar a ser utilizada em Portugal para substituir a VHF. Possui uma maior largura de banda, aumentando a capacidade e velocidade de transmissão de dados. Outra grande

vantagem é a cobertura desta rede, que cobre quase todo o país. Esta tecnologia baseia-se no protocolo de comunicações IEC 60870-5-104, que já é amplamente usada noutros países europeus. Este protocolo permite a transmissão através de TCP/IP, o que significa que podem ser usados canais de comunicação o que faz reduzir custos e aumentar a eficiência [21, 28].

Assim, para a automação da rede de distribuição, e à medida que se vão instalando cada vez mais OCR telecomandados a tecnologia GSM/GPRS, será cada vez mais utilizada.

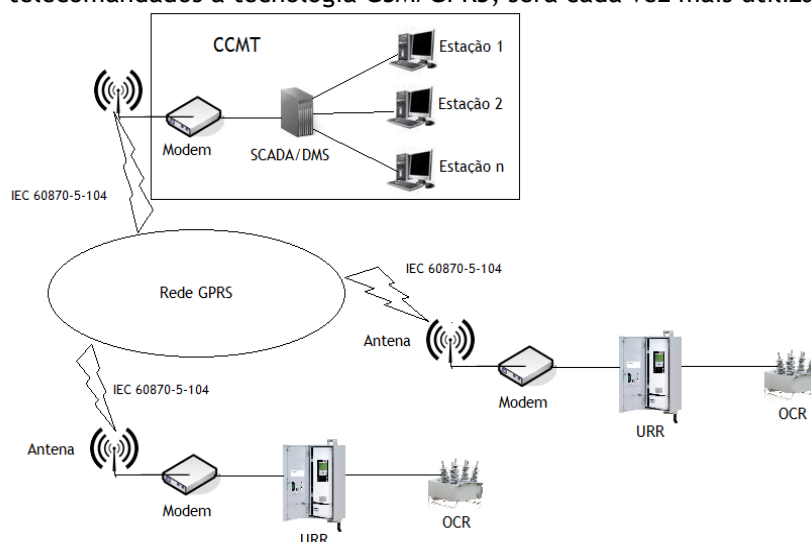


Figura 2.11. Esquema de comunicação entre os OCR's e o CCMT.

A Figura 2.11 representa a rede de transmissão de informação entre o CCMT e as diversas URR associadas aos OCR's. As informações que são retiradas pelos sensores presentes no OCR, representam medidas de grandezas elétricas e estado do OCR. Estas são enviadas para a URR respetiva que codifica as informações utilizando o protocolo IEC 60870-5-104 (caso se utilize a rede GPRS). O *modem* e a *antena* encarregam-se de enviar estas informações para o SCADA/DMS do CCMT, que processa as informações e as envia para as diversas estações onde estão os operadores de rede. No sentido oposto, a sequência é a mesma, mas não são enviadas medições, nem estados, mas sim ordens de abertura ou de fecho [28].

2.3. Resumo

Neste capítulo é realizada uma revisão dos dispositivos utilizados nas redes aéreas de média tensão. Na Secção 2.1 é realizado um resumo dos tipos de dispositivos mais utilizados nas linhas aéreas MT, de uma forma geral. Na secção 2.2 são descritos, em particular, os dispositivos utilizados atualmente em Portugal, descrevendo as suas características e funções.

Resumindo, os dispositivos utilizados atualmente em Portugal são:

- IAR - Interruptor-Disjuntor, sem capacidade de realizar telecomunicações;
- OCR 1 - Interruptor-Seccionador, também se podem incluir nesta designação os IAT;
- OCR 2 - Interruptor-Disjuntor;
- OCR 3 - Disjuntor Religador, existem também os DAR, que embora sendo do mesmo tipo de dispositivo, têm funções mais limitadas.

Capítulo 3

Proteções de Saída das Linhas Aéreas MT

Uma linha área está sujeita a muito mais situações de defeito que uma linha subterrânea, pelo simples facto de estar suspensa e de o seu isolante ser o ar. Assim, existe uma maior probabilidade de ocorrência de acidentes, que podem ser provocados por [29]:

- Condições atmosféricas adversas;
- Falha de equipamento;
- Contacto com pessoas;
- Contacto com animais;
- Vandalismo;
- Acidentes com veículos.

Para que estes defeitos não provoquem danos em pessoas e componentes, é necessário elimina-los o mais rapidamente possível, mantendo a maior parte possível da rede com alimentação elétrica.

Este capítulo irá, numa primeira fase, tratar das proteções presentes nas saídas das subestações de AT/MT para linhas aéreas de média tensão. Irão ser abordadas e descritas as funções de proteção e também as parametrizações utilizadas atualmente em Portugal. São descritas, numa segunda fase, as proteções presentes nas interligações das unidades de Produção Dispersa (PD) com as linhas aéreas MT.

3.1. Proteções de Saída de uma Linha Aérea de Média Tensão

As proteções de saída de uma linha aérea de média tensão têm a função de vigiar o funcionamento da linha correspondente, para a eventualidade de ocorrência de defeitos e, caso estes ocorram, eliminá-los de uma forma rápida e eficiente. O equipamento onde estão presentes estas funções de proteção é designado *Intelligent Electronic Device* (IED). Está também presente um disjuntor, situado no início de cada saída MT, e que permite proceder ao corte da corrente elétrica, no caso da ocorrência de um defeito detetado pelo IED.

Numa saída de média tensão aérea têm de estar asseguradas as seguintes funções de proteção [30]:

- Proteção de máxima intensidade de fase (#50¹)
- Proteção de máxima intensidade homopolar (#50N)
- Proteção de máxima intensidade homopolar direcional (#67N)
- Proteção de máxima intensidade homopolar de terras resistentes (#51N)
- Proteção de frequência (#81)
- Detecção de condutores partidos (#50BF)
- Presença de tensão
- *Cold Load Pickup*
- *Inrush Restraint*

Contudo, para a realização deste trabalho será mais importante definir as proteções de máxima intensidade e de presença de tensão, sendo que, para as restantes, apenas será realizada uma pequena explicação do modo de funcionamento.

3.1.1. Máxima Intensidade de Fase (#50)

A proteção de máxima intensidade de fase é utilizada para detetar curto-circuitos entre fases e sobrecargas da linha. A corrente é medida, por meio de um transformador de corrente em cada uma das fases. Se a corrente for superior a um valor predeterminado, o relé envia uma ordem de abertura para o disjuntor e o circuito-elétrico abre, interrompendo o defeito ou a sobrecarga.

A corrente a que o relé inicia a sua operação é denominada corrente de arranque, que deve ser parametrizada tendo em conta a corrente nominal do transformador ou a corrente prevista para a carga máxima verificada na linha (I_n). Assim, a corrente de arranque de um relé deste tipo deverá ser sempre superior a I_n , para não se verificarem disparos intempestivos, sem a ocorrência de defeitos ou sobrecargas [29].

O funcionamento deste tipo de funções de proteção pode ser de três tipos [9, 17, 31]:

- Corrente definida - Se a corrente detetada pelo relé foi superior à sua corrente de operação, este irá atuar instantaneamente.
- Tempo definido - A operação do relé vai ter um atraso de um determinado intervalo de tempo predefinido. Neste caso, é possível escolher não só a corrente de arranque da proteção, mas também o tempo de atraso com que esta irá atuar.
- Tempo inverso (51) - Este tipo de proteção utiliza curvas de tempo inverso para definir o tempo de atuação. Quer isto dizer que, quanto maior for a corrente detetada pelo relé, menor será o tempo de atuação do mesmo.

Em Portugal, a proteção MIF, tem três níveis de atuação por tempo definido. Estes três níveis ($I>$, $I>>$ e $I>>>$) têm uma corrente de atuação crescente e um tempo de atuação decrescente, numa filosofia de eliminar mais rapidamente defeitos com maiores correntes.

¹ Esta nomenclatura é baseada na norma ANSI/IEEE (ver Anexo D).

Nas subestações cada um dos níveis é parametrizado da forma descrita na Tabela 3.1, para redes de 15 kV (tensão habitualmente verificada nas redes aéreas MT) [32].

Tabela 3.1. Níveis de proteção da função MIF presente na subestação [32].

	<i>Corrente de Operação</i>	<i>Top (s)</i>
I>	$1.4 \times I_n^2$	1
I>>	$2 \times I_n^1$	0.5
I>>>	2000 A	0.1

As características gerais, de uma função de proteção deste tipo estão definidas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Características gerais das proteções MIF a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].

Corrente de arranque	50% a 1000%, passos de 5
Informação de arranque	≤ 50 ms
Tempo independente	0,04 a 5 s, passos de 0,01

3.1.2. Máxima Intensidade Homopolar (#50N)

Este tipo de proteção apresenta um funcionamento semelhante à da proteção MIF, mas é utilizada para a deteção de defeitos à terra, especialmente em regimes de neutro diretamente ligado à terra e neutro ligado à terra através de uma impedância (ver Anexo C para mais pormenores sobre os regimes de neutro). Estas proteções são muito importantes, porque os defeitos à terra são os mais comuns de dentre todos os tipos de curto-circuitos e muitas vezes não geram uma corrente de suficientemente elevada para serem detetados por uma proteção MIF habitual.

A intensidade de corrente que flui no neutro durante um defeito fase-terra depende da configuração da rede, tipo de defeito, localização do defeito e do tipo de ligação do neutro à terra. Este valor pode ser calculado pela soma das correntes nas três fases, que em caso de defeito, não será nula. É necessário, no entanto, ter em conta as correntes capacitivas que circulam habitualmente no neutro. É assim habitual considerar para a corrente de arranque a corrente capacitiva habitual de uma determinada rede, multiplicado por um fator. Assim, este tipo de proteção atua quando se verifica a seguinte expressão

$$I_a + I_b + I_c \geq I_{cap}^3 \quad , \quad (3.1)$$

Em que I_a , I_b e I_c , são as correntes de cada uma das fases e I_{cap} é a corrente capacitiva da linha [9, 29].

Em Portugal, a proteção MIH tem associado, normalmente, uma atuação por tempo definido e a corrente para atuação desta proteção provém dos três transformadores de intensidade (TI), associados a cada uma das fases. Segundo [32], esta função de proteção é utilizada para o nível de atuação mais elevado das proteções contra defeitos à terra (I0>>>), independentemente do regime de neutro utilizado. A sua corrente de arranque é de 90 A,

² I_n é a corrente máxima admissível no condutor a frio.

³ Corrente capacitiva total da linha.

com um tempo de atuação de 0.15 s. No entanto, se a corrente capacitiva da linha for superior aos 90 A, a corrente de arranque passa a ser igual a:

$$I_{arr} = 1.3 \times I_{cap} , \quad (3.2)$$

As características gerais necessárias, definidas pela empresa distribuidora, estão representadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3. Características gerais das proteções MIH a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].

Corrente de arranque	50% a 150%, passos de 1
Informação de arranque	≤ 50 ms
Tempo independente	0,04 a 5 s, passos de 0,01

3.1.3. Máxima Intensidade Homopolar Direcional (67N)

Esta função de proteção é em tudo semelhante à anterior, no entanto apenas deteta correntes capacitivas no sentido da linha para o barramento. É especialmente útil em regimes de neutro isolado, em que a ordem de abertura só deverá ser dada, se as correntes circularem num sentido específico [33].

i. Neutro Isolado

Segundo [33], no caso de ser utilizada em regimes de neutro isolado, esta proteção é usada para deteção de trânsito de potência reativa predominantemente capacitiva. Esta proteção tem uma componente direcional, de forma a garantir a seletividade entre as diversas saídas da subestação. A proteção só deve dar ordem de abertura, se o trânsito de potência for no sentido do defeito, sendo que nas outras saídas este trânsito é sempre o oposto. Este trânsito está exemplificado na Figura 3.1, em que a linha 1 corresponde a uma linha onde ocorre um defeito à terra. Como se pode ver pela figura a corrente de defeito depende apenas das correntes capacitivas do sistema.

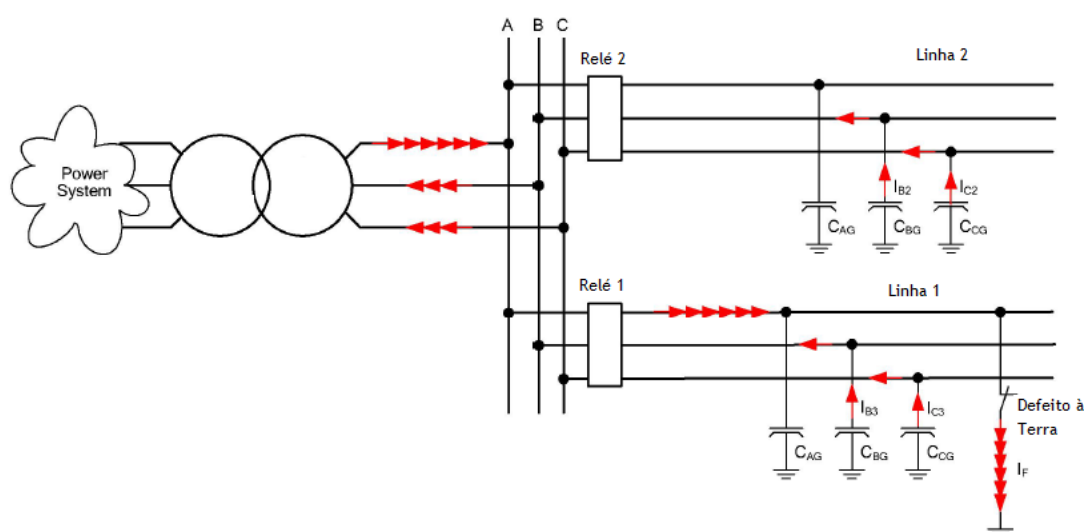


Figura 3.1. Trânsito de correntes de defeito capacitivas para um defeito fase-terra com o neutro isolado.

Como a corrente é predominantemente capacitiva, os relés direcionais das duas saídas comparam a tensão composta com a corrente homopolar. Se a corrente homopolar estiver desfasada aproximadamente mais 90° da tensão, então a corrente circula no sentido da linha para o barramento, não existindo defeito na saída; se pelo contrário, a corrente estiver desfasada aproximadamente menos 90° , então a corrente circula no sentido do barramento para a linha, o que quer dizer que o defeito se encontra na saída do relé.

ii. Restantes Regimes de Neutro

Para os restantes regimes de neutro a função MIHD é utilizada para detetar defeitos resistivos, em que as correntes de defeitos são muito reduzidas. Devido a este facto, estas correntes e as correntes capacitivas que circulam na linha, devido a um defeito numa linha adjacente da mesma subestação, podem não se conseguir distinguir com uma função MIH sem direccionalidade. Assim, a implementação da função direcional permite distinguir estas duas situações: (1) quando ocorre um defeito na linha, a corrente de defeito homopolar tem a direção do barramento para o defeito; (2) para um defeito numa linha adjacente a corrente tem a direção da linha para o barramento, sendo que neste último caso a função de proteção é bloqueada.

iii. Parametrizações Utilizadas em Portugal

Em Portugal, segundo [32], esta função é utilizada para detetar defeitos à terra com uma corrente superior a 40 A no caso do neutro ligado à terra através de uma impedância e superior a 2 A no caso do neutro estar isolado. O tempo de atuação desta função é de 0.5 s. A direccionalidade é obtida através da comparação do ângulo entre a tensão e a corrente homopolar. Na Tabela 3.4 estão resumidas as parametrizações a serem efetuadas para esta função. No caso do neutro estar isolado esta será a única função utilizada.

Tabela 3.4. Parametrizações da função MIHD presente no painel de saída MT [32].

<i>Tipo de neutro</i>	<i>reatância</i>	<i>resistência</i>	<i>neutro isolado</i>
Corrente de Arranque (A)	40	40	2
$U_h \text{ min}$	$2\%U_n/\sqrt{3}$	$2\%U_n/\sqrt{3}$	$5\%U_n/\sqrt{3}$
α^4	10°	15°	90°
Tempo de operação (s)	0.5	0.5	0.5

As características gerais necessárias, definidas pela empresa distribuidora em Portugal, estão representadas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5. Características gerais das proteções MIHD a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].

Corrente de arranque	50% a 150%, passos de 1
Tensão de polarização mínima	1% U_n
Informação de arranque	$\leq 50 \text{ ms}$
Tempo independente	0,04 a 5 s, passos de 0,01

3.1.4. Máxima Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR, 51N)

Segundo [30, 33], as saídas de linhas aéreas MT possuem uma proteção para defeitos à terra muito resistivos, que habitualmente ocorrem em regimes de neutro ligado à terra através de uma impedância. É utilizada uma proteção MIH de alta sensibilidade, que deteta pequenas variações na corrente residual, sendo este um sinal de ocorrência de defeitos com elevada resistência na linha. É referido também, que esta proteção é realizada por uma curva de tempo muito inverso, cuja expressão é igual à curva “*Long Time Inverse*” ou “*Very Inverse*” da norma CEI. Estas curvas de tempo inverso garantem a seletividade da saída com defeito, das restantes saídas, que aquando do defeito, são percorridas por correntes capacitivas devido à capacidade intrínseca das linhas. Se as curvas de atuação de todas as saídas de uma subestação forem semelhantes, e como a corrente de defeito é sempre superior à corrente capacitiva que circula nas restantes linhas, a proteção da linha em que se dá o defeito atuará sempre em primeiro lugar, em relação às restantes saídas.

A elevada sensibilidade é atingida pelo uso de um único transformador de corrente toroidal que engloba as três fases, sendo que no secundário do mesmo é originada a corrente residual com elevada precisão [34]. Para além deste transformador, também é necessário ter especial atenção com o isolamento das malhas dos cabos [33].

As parametrizações realizadas para esta função, tal como está descrito em [32], definem uma corrente de arranque igual a 2 A. O seu tempo de atuação é definido por uma curva de tempo inverso do tipo CEI 60255 “*Long Time Inverse*”, um tempo multiplicativo (TM) de 0.4 e um tempo de operação mínimo de 1.23 a 2.52 s. Esta função não é utilizada para os casos com o neutro isolado. Na Tabela 3.6 estão resumidas as parametrizações a realizar.

⁴ Ângulo que define o arranque ou não da função direcional, o seu valor depende das características da corrente de defeito na rede.

Tabela 3.6. Valores gerais de parametrização da proteção homopolar para defeitos resistivos numa saída MT.

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>
I0>	2 A
TM	0.4
Tipo de curva	“Long Time Inverse” ou “Very Inverse” (CEI)

As características gerais necessárias, definidas pela empresa distribuidora, estão representadas na Tabela 3.7.

Tabela 3.7. Características gerais das proteções PTR a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].

Ligação a toro	0,5 A a 50 A (corrente primária)
Informação de arranque	≤ 50 ms
Curva de tempo dependente	Curva PTR ou normalizada CEI
Very Inverse	TM de 0 a 4, passos de 0,01
Long Very Inverse	TM de 0 e 1, passos de 0,01

3.1.5. Frequência (81)

A proteção de frequência tem como objetivo impedir o funcionamento da linha com uma frequência fora dos níveis permitidos para a mesma, que são habitualmente causadas por desequilíbrios entre produção e consumo. O funcionamento fora de uma frequência aceitável pode implicar graves problemas para aparelhos elétricos mais sensíveis. Assim, este tipo de proteção é indispensável em vários pontos da rede, saídas de média tensão incluídas.

Em Portugal são definidos dois níveis de atuação de máximo ($F>$, $F>>$) e mínimo ($F<$, $F<<$) de frequência, de atuação por tempo independente, devendo estar prevista uma atuação instantânea, por forma a minimizar danos causados pela perturbação verificada [30]. As características gerais necessárias estão representadas na Tabela 3.8.

Tabela 3.8. Características gerais das proteções de frequência a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].

Tempo de operação	≤ 100 ms
Patamares de frequência	46 Hz a 54 Hz, passos de 0,01
Bloqueio por mínimo de tensão	20% U_n a 80% U_n , passos de 1%

3.1.6. Detecção de Condutores Partidos (50BF)

Esta função é usada para detetar a interrupção de uma das fases do sistema trifásico. Utiliza, frequentemente, o aparecimento da componente inversa da corrente para detetar este tipo de situações [29, 30].

Para a parametrização deste tipo de proteções é necessário ter em conta o desequilíbrio de fases no funcionamento normal da rede [30].

3.1.7. Presença de Tensão

É uma função opcional, que é, no entanto, aconselhada, para o caso de existir produção dispersa na saída de média tensão. Tem a função de detetar a presença ou não de tensão na

saída de média tensão quando o disjuntor está aberto. Sempre que existir tensão, o disjuntor é bloqueado, para que não se verifiquem paralelos intempestivos, por falta de sincronismo entre a rede pública e a geração independente [33].

Os sistemas de detecção de tensão, a instalar, podem ser constituídos por divisores capacitivos, em vez dos transformadores de tensão, por forma a diminuir custos de instalação [33]. As características gerais necessárias estão representadas na Tabela 3.9.

Tabela 3.9. Características gerais dos detetores de frequência a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].

Patamar de funcionamento	10% a 80% Un, passos de 1
Tempo de operação	entre 65 e 95 ms

3.1.8. Cold Load Pickup

É uma função utilizada para modificar a proteção de máximo de intensidade de fase, aquando da ligação de cargas após uma interrupção de longa duração [30].

A ligação de cargas há muito tempo desligadas provoca um aumento da corrente na linha durante os instantes iniciais. Este facto pode fazer com que a corrente de arranque da proteção seja atingida, provocando atuações intempestivas do sistema. Assim, o IED deve ser capaz de detetar estas situações, procedendo posteriormente à modificação da função de proteção durante o tempo que for necessário, para que não existam problemas [30].

As características gerais necessárias estão representadas na Tabela 3.10.

Tabela 3.10. Características gerais da função Cold Load Pickup a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].

Tempo de abertura do disjuntor	1 minuto a 240 minutos, passos de 1 minuto
Tempo de ativação da função	1 minuto a 240 minutos, passos de 1 minuto

3.1.9. Inrush Restraint

Quando uma carga é ligada à rede de distribuição pode ocorrer um fenómeno transitório, que origina picos de corrente. Este facto, pode fazer atuar as proteções de máxima intensidade de fase, com atuação instantânea ou com um atraso de poucos milissegundos. Para evitar esta situação a proteção tem de ser bloqueada durante algum tempo após a ligação de uma carga à linha [30].

O IED deve ser capaz de detetar estas situações para proceder ao posterior bloqueio da proteção. Esta detecção é realizada tendo em conta o conteúdo harmónico da corrente na linha, pois as sobreintensidades são de correntes com uma frequência superior à nominal. É especialmente importante ter em conta o 2º harmónico.

As características gerais necessárias estão representadas na Tabela 3.11.

Tabela 3.11. Características gerais da função Inrush Restraint a serem colocadas nas saídas de média tensão [30].

Bloqueio do 2º harmónico	10% a 50% da fundamental
--------------------------	--------------------------

3.1.10. Automatismo de Religação

Os defeitos podem-se classificar consoante a sua oposição à extinção. Podem-se então dividir em três tipos [17]:

- Fugitivos - São defeitos que são extintos assim que o arco elétrico é eliminado, permitindo ao ar ionizar-se, voltando a ganhar as suas propriedades isolantes.
- Semipermanentes - São defeitos que necessitam de interrupções mais longas que o caso anterior, ou uma permanência mais longa do arco elétrico para se extinguirem.
- Permanentes - São defeitos que apenas se extinguem depois de uma operação de manutenção da rede. Habitualmente correspondem a contactos diretos.

Sabe-se que a maior parte dos defeitos são do tipo fugitivo e semipermanente (cerca de 80% a 95% de todos os defeitos verificados) [9, 31], assim para que este tipo de defeitos tenha o menor impacto possível na continuidade de alimentação elétrica, está habitualmente presente nas saídas das linhas de média tensão aéreas, um automatismo de religação.

Este automatismo é ativado pela deteção de defeitos por parte das proteções de máxima intensidade de fase, máxima intensidade homopolar e a máxima intensidade homopolar de terras resistentes. Depois de o circuito abrir, começam as contagens para os ciclos rápidos (se existirem), seguidos dos ciclos lentos (se existirem).

Um ciclo rápido é constituído por um disparo instantâneo (disparo em poucos ms), seguido de uma religação rápida. Um ciclo lento é constituído por um disparo temporizado (mais lento que o disparo instantâneo) seguido de uma religação lenta [35]. Uma religação rápida fecha os contactos do disjuntor em menos de 400 ms, enquanto uma religação lenta fecha os contactos do disjuntor na ordem das dezenas de segundos, nunca ultrapassando os 120 s [35].

Os ciclos rápidos são utilizados para eliminar defeitos fugitivos, que deixam de existir pela simples extinção do arco elétrico. Nestas situações, aquando da religação do disjuntor, o defeito já não existe, podendo-se continuar com a alimentação habitual da rede. Os ciclos lentos são habitualmente úteis para a eliminação de defeitos semipermanentes, porque este tipo de defeitos necessita de disparos ou de religações mais lentas para se extinguirem, depois de extintos é possível proceder à normal alimentação da linha de média tensão. No caso de o defeito ser permanente, são utilizados todos os ciclos de religação definidos, após os quais o disjuntor fica aberto permanentemente até serem efetuadas as reparações necessárias na rede.

Em Portugal pode ser utilizada uma das seguintes sequências de religação [32, 33]:

- Presença de um equipamento programado com um automatismo V-T a jusante - Uma religação rápida de 300 ms, uma religação lenta de 15 s e outra religação lenta de 30 s (ver Figura 3.2).
- Não existe nenhum equipamento com automatismo V-T a jusante - Uma religação rápida de 300 ms e uma religação lenta de 15 s.

Sempre que se efetue uma religação, as funções de proteção responsáveis pelo novo disparo são as habitualmente utilizadas e definidas nas Secções 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3 e 3.1.4. O arranque da função de religação é desencadeada pelos seguintes eventos [32]:

- Arranque do nível de atuação $I_{>>}$ da proteção MIF;
- Arranque das proteções MIHd e MIH;

- Disparo do disjuntor devido à atuação da proteção PTR.

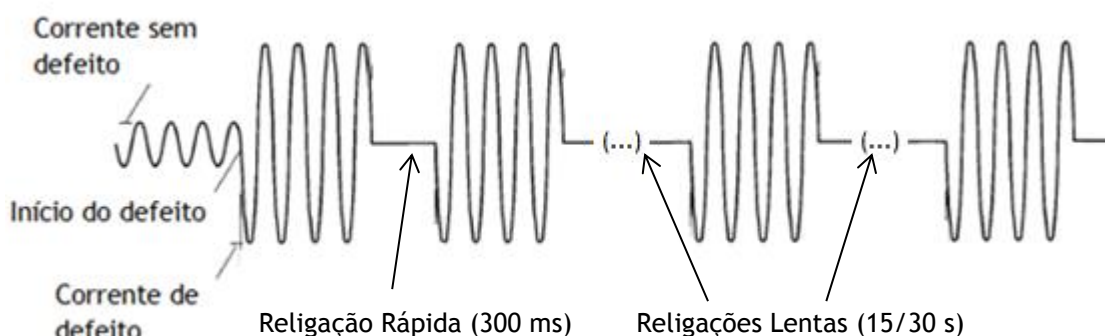


Figura 3.2. Atuação do automatismo de religação com 1 religação rápida e 2 religações lentas, para um defeito permanente.

3.2. Proteções dos Transformadores de Potência

É também importante referir as funções de proteção presentes nos transformadores utilizados na rede de média tensão. Estes transformadores são basicamente o transformador AT/MT presente na subestação e o transformador MT/BT, presente no posto de transformação (PT).

As funções presentes devem proteger convenientemente os transformadores de potência contra sobrecargas, curto-circuitos e defeitos internos. A sua parametrização vai afetar diretamente o tipo de proteção a utilizar para proteção da linha de média tensão, para se verificar uma correta coordenação entre estas e as proteções dos transformadores.

3.2.1. Transformador da Subestação

O transformador da subestação reduz as tensões da rede de distribuição AT (60 kV) para tensões MT (10 kV, 15 kV ou 30 kV). Devido ao elevado custo destes equipamentos, é muito importante precaver qualquer tipo de defeitos que possa afetar o seu bom funcionamento, de uma forma rápida e eficaz. Para além deste facto, algumas proteções presentes neste transformador podem ser utilizadas como redundância para as proteções de saída das linhas. Assim, existem essencialmente dois tipos de proteções utilizados para a proteção deste tipo de transformadores [30, 32, 33]:

- Proteção diferencial de transformador (#87T)
- Proteção de máximo de intensidade de fase de tempo independente (#51)

i. Proteção diferencial de transformador (#87T)

Este tipo de função de proteção mede a diferença entre a corrente que entra e a corrente que sai do transformador, tendo em conta as perdas elétricas verificadas. Se se verificar uma diferença significativa entre os dois valores, significa que existe um defeito entre os dois terminais da proteção, sendo assim emitida uma ordem de abertura dos disjuntores associados.

Esta função é utilizada para prevenir qualquer defeito interno de isolamento do transformador, e deve ter uma atuação instantânea, por forma a não permitir uma continuidade do defeito durante longos períodos de tempo. Na Tabela 3.12 estão descritas as características gerais de funcionamento desta função.

Tabela 3.12. Características gerais da função diferencial do transformador [30].

Tempo de Operação	≤ 35 ms
Curva de disparo	
regulação base	20% a 50% I_n
razão funcionamento 1	25% a 50% I_n
razão funcionamento 2	100% a 250% I_n
Bloqueio 2ª harmónica	10% a 50% da fundamental
Bloqueio 5ª harmónica	20% a 60% da fundamental

ii. **Proteção de máximo de intensidade de fase de tempo independente (#50)**

É também utilizada uma função de máximo de intensidade de fase, efetuar também uma proteção de defeitos internos do transformador, mas neste caso esta proteção serve de *back-up* à proteção diferencial. Outra função consiste na deteção de sobrecargas de corrente e correntes de curto-circuito que passam pelo transformador e que o podem danificar. Esta proteção serve também de redundância às proteções de máximo de intensidade de corrente das saídas das linhas, no caso de estas falharem [32].

Esta proteção é temporizada para atuar com um atraso de 1,4 s para correntes superiores a 1,3 vezes a corrente nominal do transformador [32]. Na Tabela 3.13 estão apresentadas as características gerais de funcionamento desta função.

Tabela 3.13. Características gerais da função de máximo de intensidade de fase do transformador [30].

Corrente de arranque	50% a 1000%, passos de 5%
Informação de arranque	≤ 50 ms
Tempo independente	0,04 a 5 s, passos de 0,01

3.2.2. Transformador do Posto de Transformação

O transformador do posto de transformação (PT) representa o final da linha de média tensão, pois transforma a tensão MT (10 kV, 15 kV ou 30 kV) para BT (0,4 kV). Tal como o caso anterior, também aqui o sistema de proteção tem de proteger o transformador para que este não se danifique, no caso da ocorrência de um curto-circuito ou defeito interno do mesmo.

Por questões de custos, nestes casos, é utilizada a proteção por fusíveis, cuja corrente nominal deve ser superior à corrente nominal do transformador e devem atuar na ocorrência de correntes de curto-circuitos. Os fusíveis não são usados para atuar em condições de sobrecarga, sendo estas detetadas por sistemas de proteção internas presentes nos transformadores. Os fusíveis são escolhidos pelos fabricantes dos PT's, tendo em vista a seletividade com as proteções de saída da linha MT. De uma forma geral, esta seletividade não será problema, visto que o calibre dos fusíveis utilizados é relativamente baixo, fazendo-os atuar em primeiro lugar em relação às proteções de saída da linha MT para defeitos no transformador ou mesmo na rede BT [32].

3.3. Proteções de Interligação da Produção Dispersa

A presença de produção dispersa (PD) numa rede de média tensão (MT) obriga a ter especial atenção, quer às proteções de saída da linha na subestação, quer na interligação da PD à rede de MT pública. Embora o custo da instalação das proteções seja responsabilidade do proprietário da PD, a parametrização das proteções está a cargo da operadora da rede de distribuição. Esta é responsável por garantir a segurança da rede e a qualidade de serviço aos seus clientes, assim as proteções presentes na interligação das unidade de PD com a rede de média tensão não podem afetar este bom funcionamento.

As funções de proteção presentes nas interligações estão bem definidas em [32, 33], sendo estas:

- Máximo e mínimo de frequência (#81O/#81U)
- Máximo de tensão homopolar (#59N)
- Máximo de tensão (#59)
- Mínimo de tensão (#27)
- Máximo de corrente de fase com tempo definido (#51)

Cada uma destas proteções tem a sua função própria para permitir o funcionamento correto, quer da PD, quer da rede MT. Estas funções são descritas, individualmente, nas próximas secções.

3.3.1. Tipo de Transformador e Regime de Neutro

O transformador terá de possuir, obrigatoriamente, um dos enrolamentos ligados em triângulo [36]. Habitualmente, os defeitos fase-terra na rede de distribuição vêm a sua corrente de curto-circuito máxima limitada, devido ao regime de neutro adotado. Assim, para não afetar esta situação e para não contribuir para os defeitos fase-terra, o neutro, no caso das produções dispersas, tem de ser isolado do lado da rede de média tensão [36].

3.3.2. Máximo e Mínimo de Frequência (#81O/#81U)

A variação de frequência da tensão na rede é um claro indício de desequilíbrios entre produção e consumo. Uma variação deste valor indicia uma separação elétrica entre a rede de distribuição e a PD.

Este tipo de perturbações pode provocar graves problemas e avarias, quer na rede de distribuição, quer na unidade de produção distribuída. Por isso, em [36] são definidos limites apertados para a desligação da rede de distribuição das unidades de PD, para o caso de ocorrência de perturbações deste tipo.

Usualmente, os relés de frequência têm uma tensão mínima a que é possível medir a frequência. Assim, é necessário, quando a tensão baixa de um determinado valor, que a proteção atue, mesmo que a frequência não ultrapasse os valores de atuação, para prevenir eventuais problemas associados a medições incorretas da mesma [37].

3.3.3. Máximo de Tensão Homopolar (#59N)

Este tipo de proteção é utilizado para detetar defeitos à terra. É usada em detrimento das proteções de máxima intensidade de fase homopolares, porque o neutro nas unidade de produção dispersa é isolado, não existindo, por isso, correntes homopolares. No entanto,

nestes casos, a resistência de defeito é elevada. Existe, por isso, uma variação na tensão homopolar da rede, permitindo, assim, a sua deteção por medição deste valor [37].

É necessário, para este tipo de proteções, uma medição de cada uma das tensões simples do sistema trifásico. É necessário também um rápido tempo de atuação e uma elevada precisão, com uma resolução de 1% [37].

3.3.4. Mínimo de Tensão (#27)

Esta função de proteção é destinada à deteção de curto-circuitos entre fases. Neste caso, esta proteção é utilizada em detrimento das proteções de máximo de intensidade de fase, devido à impossibilidade de grande parte das unidades de PD em manter elevadas correntes de curto-circuito. Este facto deve-se à inexistência de reguladores que elevem a excitação, numa tentativa de manter a tensão constante, assim, a reatância interna cresce rapidamente de valores transitórios, para sub-transitórios e depois para síncronos. Como consequência, a corrente diminui, tal como a tensão. Por isso, é mais seguro utilizar a medição da tensão, do que um aumento da corrente para detetar defeitos entre fases [37].

Este tipo de proteção também é utilizado para detetar cortes na alimentação da rede. Nestes casos é igualmente necessário uma desligação da rede por parte da unidade de PD [37].

Tal como o caso anterior, é necessário, para este tipo de proteções, uma medição de cada uma das tensões simples do sistema trifásico. É necessário também um rápido tempo de atuação e uma elevada precisão, com uma resolução de 1% [37].

3.3.5. Máximo de Tensão (#59)

Esta proteção é utilizada para detetar sobretensões na rede, devendo-se proceder seguidamente à desligação da PD da rede MT [37].

As sobretensões estão habitualmente associadas a ferorressonâncias, autoexcitações, embalamentos, etc.. Estes fenómenos são perigosos para o isolamento dos equipamentos, justificando-se assim o desligamento das unidades de produção distribuída [37].

3.3.6. Máximo de Corrente de Fase com Tempo Definido (#51)

Este tipo de proteções é utilizado para detetar sobrecargas induzidas na unidade de PD. Não é utilizada como principal deteção de curto-circuitos (como é realizado em muitos outros casos), devido às razões enunciadas na Secção 3.3.4. No entanto, serve também como redundância à proteção de mínimo de tensão, no caso de ocorrência de defeitos entre fases [32].

Este tipo de proteções é, habitualmente, temporizado para permitir que situações transitórias sejam eliminadas sem desligação da PD.

3.3.7. Estratégias de Proteção

Em Portugal, a concessionária da rede de distribuição de média tensão é responsável pela parametrização das proteções descritas. Atualmente são adotados dois tipos de proteção, que necessitam de diferentes níveis de proteção e acarretam diferentes custos para a entidade a quem pertence uma unidade de PD. Estes dois cenários de proteção são denominados de A e B e estão representados nas Tabelas 3.14 e 3.15, respetivamente.

Tabela 3.14. Cenário A de regulação das proteções de interligação da PD com a rede de distribuição [33].

<i>Proteção</i>	<i>Regulação</i>	<i>Tempo</i>
Máx U _o	a calcular ⁵	inst. ⁶
3 x Min. U	85% U _n	inst. ⁶
2 x Máx U	115% U _n	inst. ⁶
Máx/Min f	50,2/49,8 Hz	inst. ⁶
3 x Máx I	1,3 I _n	1 s

Tabela 3.15. Cenário B de regulação das proteções de interligação da PD com a rede de distribuição [25].

<i>Proteção</i>	<i>Regulação</i>	<i>Tempo</i>
Máx U _o	a calcular ⁵	1 s + inst. ⁶ (REE)
3 x Min. U	85% U _n	1 s + inst. ⁶ (REE)
3 x Min. U (2°)	120% U _{min} ⁷	inst. ⁶
2 x Máx U	115% U _n	inst. ⁶
Máx/Min f	50,2/49,8 Hz	inst. ⁶
3 x Máx I	1,3 I _n	1 s

O cenário de funcionamento A retira de serviço instantaneamente a unidade de PD, na ocorrência um curto-circuito na rede de distribuição, impedindo o aparecimento de paralelos intempestivos, provocados pelo automatismo de religação rápida (duração de 300 ms). O automatismo, aquando do momento da religação, pode provocar uma situação de paralelo entre a rede e a unidade de PD, em que não se verifiquem todas as condições de sincronismo. Assim, este cenário inviabiliza qualquer hipótese de ocorrência deste tipo de fenómeno. No entanto, a atuação instantânea das proteções, pode provocar falhas na seletividade, ou seja, mesmo que ocorra um defeito numa saída da subestação, em que a unidade de produção distribuída não esteja inserida, esta poderá ver a queda de tensão provocada por este defeito, e disparar indevidamente e desnecessariamente. Este, no entanto, representa o cenário mais económico, pois não é necessária a instalação de detetores de tensão na saída da subestação [33].

O cenário de funcionamento B foi criado no intuito de precaver os problemas de seletividade descritos para o cenário A no parágrafo anterior. Este cenário revela-se mais favorável em termos de continuidade de serviço, pois o atraso das proteções que detetam curto-circuitos (máximo de tensão homopolar e mínimo de tensão de fase) permite realizar a seletividade entre saídas da subestação. No entanto, devido a este atraso é necessário instalar um detetor de tensão na saída da subestação em que a produção está presente, que iniba as religações na presença de tensão. A presença de tensão significa que a unidade de produção dispersa ainda continua ligada à rede, existindo o perigo de se realizarem paralelos intempestivos. Assim a inibição da religação elimina completamente este problema. Todo o

⁵ Dependente do comprimento total da saída e do tipo de rede (aérea ou subterrânea) onde se encontra interligada a unidade independente de produção.

⁶ O tempo de atuação instantâneo corresponde a um tempo máximo de atuação de 0,15 s para o caso das proteções de tensão e 0,16 s para o caso das proteções de frequência.

⁷ U_{min} é a tensão mínima de operação da função de deteção de máximo e mínimo de frequência.

sobrecusto associado é responsabilidade do produtor independente, sendo esta uma solução mais cara. É também necessária a existência de um segundo nível de atuação instantânea para a proteção de mínimo de tensão, para precaver o funcionamento correto da função de proteção de max/min de frequência. Como foi referido anteriormente, este tipo de proteção tem um nível mínimo de tensão para o qual é possível medir corretamente a frequência (U_{min}). Assim, antes de ser atingido este valor, a proteção deve dar ordem de abertura ao disjuntor, para prevenir erros de medição de frequência. Neste caso este valor situa-se 20% acima do valor mínimo ($120\% U_{min}$) [33].

3.4. Resumo

Neste capítulo são descritas as funções de proteção presentes, atualmente, nas saídas das linhas MT, nos transformadores de potência e na interligação das unidades de produção dispersa coma rede MT.

Na Secção 3.1 são descritas as proteções presentes na saída de uma linha aérea MT, na subestação. São descritas com especial pormenor as proteções mais importantes para a realização deste trabalho, ou seja, as proteções de máxima intensidade de corrente (homopolar e de fase), a função de religação e a deteção de tensão.

Na Secção 3.2 referem-se as proteções presentes no painel de proteção do transformador de potência, na subestação e também as proteções dos transformadores dos PT's. É de especial importância o conhecimento destas funções, visto que algumas delas vão ter de ser coordenadas com as proteções de saída da linha. Concretamente, estas proteções são a máxima intensidade de fase, presente no transformador da subestação e o fusível presente no transformador dos PT's.

Finalmente na Secção 3.3, as funções de proteção presentes na interligação das unidades de produção dispersa, são descritas e o seu modo de funcionamento explicado. Numa primeira fase são enumeradas todas as funções presentes nestas situações. Depois, são descritas as estratégias de parametrização destas funções. Verifica-se a existência de dois cenários, o A que retira imediatamente a produção dispersa de serviço na ocorrência de qualquer perturbação e o B que é temporizado, permitindo à produção dispersa continuar ligada à rede no caso de ocorrer perturbações noutras linhas.

Capítulo 4

Redes Aéreas de Média Tensão com Geração: Revisão da Coordenação das Proteções

Este capítulo, na Secção 4.1, trata da revisão da literatura sobre a coordenação das proteções presentes numa linha aérea de média tensão. Dispositivos tais como o disjuntor de saída da linha MT e os OCR, têm de ser coordenados, quer com as proteções de saída da rede de média tensão, quer entre eles mesmos, para que, para além do defeito ser isolado, também seja cortada a alimentação ao mínimo de cargas possível.

Na Secção 4.2 serão tratados os desafios aquando da inserção de geração numa linha aérea de média tensão (MT), mantendo as atuais funções e parametrizações no sistema de proteção. Estes problemas afetam não só a coordenação entre os dispositivos, como podem piorar a qualidade de serviço e até levar à não deteção de defeitos.

4.1. Revisão da Coordenação de Proteções

A coordenação consiste na deteção e atuação por parte do equipamento de proteção mais próximo do defeito, para que o máximo de rede possível fique ainda a ser alimentada. Para além das proteções de saída da linha de média tensão em Portugal, instala-se frequentemente dispositivos de corte, que foram descritos no Capítulo 2. Recordando os dispositivos:

- OCR 1 - apenas permite atuação manual local ou remotamente;
- OCR 2 - permite atuação manual local ou remotamente e a programação de automatismos para atuação autónoma (por exemplo automatismo IAR);
- OCR 3 - permite a atuação autónoma devido à inclusão de funções de proteção no seu modo de funcionamento.

Como o OCR 1 não permite a atuação automática este não necessita de ser coordenado com outros dispositivos.

4.1.1. Coordenação com OCR's com automatismo do tipo V-T

Este tipo de automatismo já é utilizado em Portugal desde os primeiros dispositivos de manobra da rede aérea de MT, os Interruptores Auto-Religadores (IAR). Hoje em dia, este tipo de automatismo é programado nas URR dos OCR 2 [1]. Assim, este automatismo está bem definido em [38] e é designado função V-T (*Voltage Time*). No entanto, este documento não refere a necessidade da presença de uma proteção com função de religação a jusante do dispositivo com função V-T. A religação necessita de ter pelo menos duas religações lentas para o automatismo funcione corretamente [33]. Dito isto, a sequência de operações necessárias para um defeito a montante (ver Figura 4.1) descrita em [38] é a seguinte:

- i. Abertura do disjuntor, devido à presença do defeito na linha e início do automatismo de religação com duas religações lentas;
- ii. Com a abertura do disjuntor, o OCR sente a falta de tensão nos seus terminais e abre após o fim do tempo de confirmação da falha de tensão (t_0);
- iii. O disjuntor efetua depois a sua primeira religação lenta, voltando a colocar tensão no terminal do OCR, que inicia a contagem do tempo de fecho (t_1);
- iv. No entanto, como o defeito é a montante do OCR a corrente de defeito presente o que faz o disjuntor abrir, antes que seja esgotado t_1 ;
- v. A partir deste momento o OCR fica bloqueado na posição aberta e o disjuntor prossegue com os ciclos de religação, com um disparo sempre mais rápido que t_1 , até extinguir o defeito.

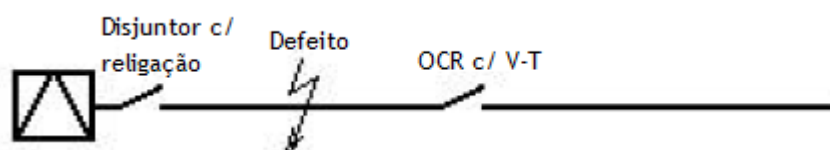


Figura 4.1. Defeito a montante do OCR com automatismo V-T.

Para um defeito a jusante (ver Figura 4.2) do OCR a sequência de manobras é a seguinte:

- i. Abertura do disjuntor, por causa da presença do defeito na linha e início do automatismo de religação com duas religações lentas;
- ii. Com a abertura do disjuntor, o OCR sente a falta de tensão nos seus terminais e abre após o fim de t_0 ;
- iii. O disjuntor efetua depois a sua primeira religação lenta, voltando a colocar tensão no terminal do OCR, que inicia a contagem de t_1 ;
- iv. Como o defeito é a jusante do OCR a corrente de defeito é extinta, mantendo o disjuntor fechado (não deteta qualquer defeito). Assim, depois de ultrapassado t_1 , o OCR volta a fechar sobre o defeito;
- v. A partir deste momento, inicia-se a contagem do tempo de vigilância (t_2). O disjuntor abre, devido à corrente de defeito, provocando também a abertura do OCR antes de terminar t_2 ;

- vi. O OCR fica bloqueado na posição aberta, permitindo, aquando da segunda religação, que o disjuntor possa ficar na posição fechada, mantendo uma parte da linha ainda em serviço.

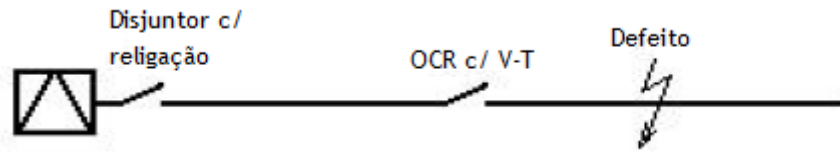


Figura 4.2. Defeito a jusante do OCR com automatismo V-T.

Na Figura 4.3 está representada a sequência de operações do OCR com automatismo V-T, assim como o início da contagem dos tempos.

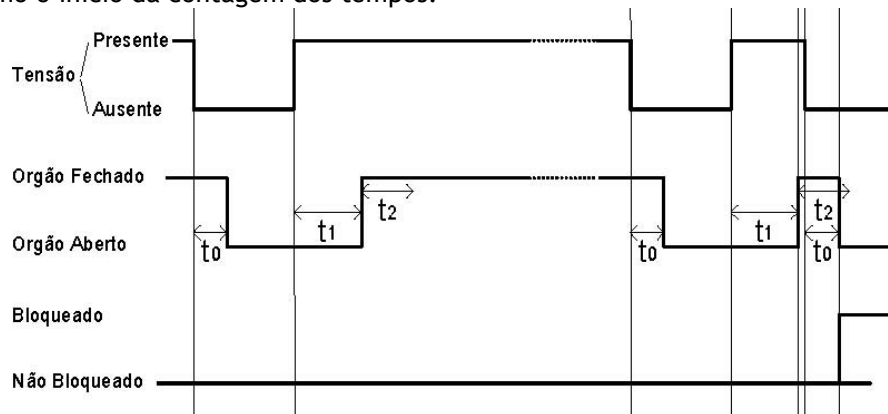


Figura 4.3. Sequência de operações do disjuntor e do OCR com automatismo VT [38].

Como este tipo de proteção não depende de uma característica de tempo-corrente, mas apenas da presença ou não de tensão nos terminais, podem ser colocados vários dispositivos em série, sem que se verifiquem grandes problemas de coordenação. Para serem coordenados os OCR com controlo VT com o disjuntor com religação a montante, apenas têm de ser cumpridas as seguintes condições de tempo:

- i. O tempo de abertura (t_0) tem de ser inferior ao tempo de religação lenta do disjuntor religador (t_{rl}), que em Portugal é habitualmente configurado em 15 s [32], para que o OCR abra antes de o disjuntor voltar a fechar. Ao mesmo tempo, t_0 tem de ser superior ao tempo de religação rápida (t_{rr}), 200 ms em Portugal [32], para que o OCR não abra durante as religações rápidas:

$$t_{rr} < t_0 < t_{rl} \quad , \quad (4.1)$$

- ii. O tempo de confirmação (t_1) tem de ser superior ao tempo de disparo lento/temporizado (t_{dl}), para que, em caso do defeito se localizar a montante do OCR este não volte a fechar:

$$t_1 > t_{dl} \quad , \quad (4.2)$$

- iii. O tempo de bloqueio (t_2) tem de ser superior ao t_{dl} e ao t_0 somados, para que, em caso do defeito se localizar a jusante do OCR, este seja isolado pela abertura e bloqueio deste aparelho de corte.

$$t_2 > t_{dl} + t_0 \quad , \quad (4.3)$$

Seguindo a mesma lógica descrita anteriormente, é possível colocar vários OCR com automatismo V-T em série. A lógica será os OCR irem abrindo de montante para jusante até

se detetar o defeito, o disjuntor abrir e o OCR imediatamente a montante do defeito bloquear. Desta forma, na segunda religação do disjuntor já é possível seguir o normal funcionamento do sistema elétrico. Uma descrição mais detalhada para realizar a parametrização de vários OCR com este tipo de automatismo em série é apresentada em [32].

4.1.2. Coordenação com OCR 3 (Disjuntores Religadores - *Reclosers*)

Atualmente, os disjuntores religadores (OCR 3) utilizados, possuem relés incorporados, que têm funções de proteção contra curto-circuitos entre fases e à terra. Estas funções permitem que estes tenham capacidade de ser escolhido o tipo de disparo pretendido (tempo definido ou curva inversa de tempo corrente), existindo a capacidade de modificar as características de disparo consoante o pretendido para cada situação. Também os ciclos de religação podem ser completamente personalizados. Este facto torna os OCR 3 utilizados em Portugal, muito semelhantes aos relés utilizados na saída da subestação, podendo conter inúmeras funções de proteção.

A coordenação entre OCR's 3 e entre estes e as proteções de saída das subestações pode ser tratada como coordenação entre relés de sobreintensidade. Este tipo de coordenação está definida de uma forma geral em [9, 17, 31]. As referências indicadas dizem que o método mais indicado para coordenação de vários relés de sobreintensidade colocados em série é utilizando uma curva de tempo inverso com dois níveis. O primeiro corresponde a correntes mais baixas que é atuado pela curva de tempo inverso e o segundo corresponde a correntes mais altas em que o relé é atuado instantaneamente. Este tipo de coordenação é utilizado em detrimento das curvas de tempo definido, porque permitem tempos de atuação mais rápidos.

De uma forma mais específica em [39, 40] é tratada a coordenação entre diversos dispositivos inseridos numa rede de média tensão (MT), em que estão inseridos “reclosers” (conhecidos neste documento como OCR 3). Em ambas as referências, é realizada uma coordenação entre o “recloser”, as proteções de saída MT e os fusíveis utilizados em derivações da linha principal. É utilizada uma filosofia de proteção que permite salvar o fusível no caso de ocorrerem defeitos não permanentes a jusante do mesmo. No entanto este tipo de proteção não é efetuada em Portugal, devido à inexistência deste tipo de fusíveis (apenas existem os fusíveis de proteção do transformador do PT). A seletividade entre o “recloser” e a proteção de saída da linha MT é realizada, em ambos os casos, utilizando curvas de tempo inverso para as proteções de máxima intensidade de corrente de defeito. Em [40] é também realizada a coordenação de vários “reclosers” em série, utilizando as mesmas curvas.

Embora nas referências indicadas nos parágrafos anteriores a coordenação dos dispositivos seja realizada utilizando curvas de tempo inverso, quer nas proteções de saída MT, quer no “recloser”, em Portugal a realização deste tipo de coordenação não é possível, visto que as proteções de máxima intensidade de corrente nas subestações são, de uma forma geral⁸, de tempo definido. Assim, têm de ser encontradas novas formas para garantir a coordenação e seletividade entre as proteções, ao mesmo tempo que se garante um isolamento expedito dos defeitos.

⁸ A exceção é a função PTR que possui uma curva de tempo inverso.

Seja qual for o tipo de curvas para as proteções de máximo de intensidade, é necessário garantir a seletividade entre as proteções com base no tempo ou, por outro lado, com base na corrente de arranque das proteções:

- Tempo - Para garantir a seletividade entre proteções é necessário que, em toda a sua zona de funcionamento, se garanta um tempo mínimo discriminativo.

$$t_{op2} = t_{op1} + t_d \quad , \quad (4.4)$$

Em que t_{op2} é o tempo de operação de um relé a montante do relé, que corresponde ao tempo de operação t_{op1} . O tempo t_d é o tempo discriminativo que se pretende garantir entre os dispositivos. Se as proteções MI dos dispositivos forem de tempo inverso, t_{op1} e t_{op2} correspondem à função da curva de tempo inverso, se as proteções forem de tempo definido t_{op1} e t_{op2} correspondem a uma constante igual ao tempo de atuação definido para uma determinada corrente de defeito. O tempo discriminativo entre proteções pode tomar o valor de 0.2 s caso se tratem de proteções digitais, que têm necessariamente uma precisão mais elevada [9, 31]. Esta margem previne eventuais erros de medição, diferenças entre tempos de processamento dos relés e diferenças entre os tempos de abertura e extinção do arco por parte dos disjuntores.

- Corrente - Para que seja garantida uma coordenação apenas pelo nível de corrente, é necessário que existam diferenças significativas entre as correntes vistas pelos diversos dispositivos de proteção. A corrente de arranque da proteção de um dispositivo a montante deve ser de pelo menos 125% (25% de margem de erro de medições e presença de componente contínua na corrente de curto-circuito [31]) da corrente máxima vista per dispositivo a jusante.

$$I_{arranque}^{relé\ mon.} = I_{cc,max}^{relé\ jus.} \times 1.25, \quad (4.5)$$

Em que $I_{arranque}^{relé\ mon.}$ é a corrente de arranque do relé a montante e $I_{cc,max}^{relé\ jus.}$ é a corrente máxima de defeito vista pelo dispositivo a jusante. Neste tipo de coordenação, o relé a montante terá de ter, pelo menos, um outro nível de atuação, com um tempo de atuação mais lento para garantir que toda a linha é protegida, visto que, a corrente de arranque não cobre toda a linha, até ao próximo dispositivo de proteção.

4.2. Problemas nas Proteções das Redes de Média Tensão com a Introdução de Produção Dispersa

As redes de distribuição de média tensão têm, habitualmente, um funcionamento radial, existindo apenas um ponto de alimentação. No entanto, a crescente introdução de produção dispersa (PD) ao longo das linhas aéreas, modifica este pressuposto de alimentação radial. Assim, as proteções, inicialmente projetadas para um funcionamento radial, passam a ser sujeitas, não apenas às correntes provenientes da alimentação de AT, mas também às provenientes das unidades de PD presentes ao longo da linha. Este facto faz com que as proteções sejam percorridas por correntes não equacionadas no momento do seu projeto, podendo provocar um funcionamento não desejado das mesmas.

A influência que as unidades de PD têm numa rede depende muito do tipo de gerador utilizado. Os geradores mais utilizados neste tipo de produção são:

- Gerador de indução (assíncrono);
- Gerador síncrono;
- Gerador duplamente alimentado;
- Gerador ligado à rede através de eletrónica de potência.

Também a localização das unidades de PD e localização do defeito, têm uma grande influência nas correntes detetadas pelos relés presentes na MT. Os principais problemas que advêm da introdução deste tipo de produção na rede são [41]:

- Perda de sensibilidade das proteções;
- Operação indevida da proteção de saída de MT, devido a um defeito numa linha adjacente;
- Problemas associados à função de religação;
- Perda de seletividade entre dispositivos de proteção.

Nesta secção serão, inicialmente, analisadas as contribuições que cada um dos tipos de geradores tem nas correntes de curto-circuito. Seguidamente serão descritos cada um dos problemas que podem surgir num sistema com a introdução de produção dispersa.

4.2.1. Influência dos Diferentes Tipos de Geradores nas Correntes de Defeito

i. Geradores de Indução

Este é um tipo de gerador muito utilizado na produção dispersa, devido ao seu reduzido custo e facilidade de arranque [9]. Gera uma grande corrente nos momentos iniciais, após a ocorrência de um defeito. No entanto, esta corrente decai muito rapidamente para valores muito baixos até se anular [42]. Este facto pode ser explicado pela necessidade que este tipo de geradores tem de absorver energia reativa do sistema a que está interligado para proceder à sua excitação. A partir do momento em que se dá o defeito, não é fornecida suficiente energia reativa à máquina para se manter a excitação, perdendo a capacidade de gerar energia eléctrica.

Na Figura 4.4 está apresentado um defeito trifásico simétrico numa das fases de um gerador de indução. O defeito ocorre aos 50 ms e é eliminado aos 350 ms. Nota-se exatamente o que foi referido no parágrafo anterior, ou seja, a corrente revela valores muito elevados nos primeiros instantes, diminuindo gradualmente até se anular (perda de excitação).

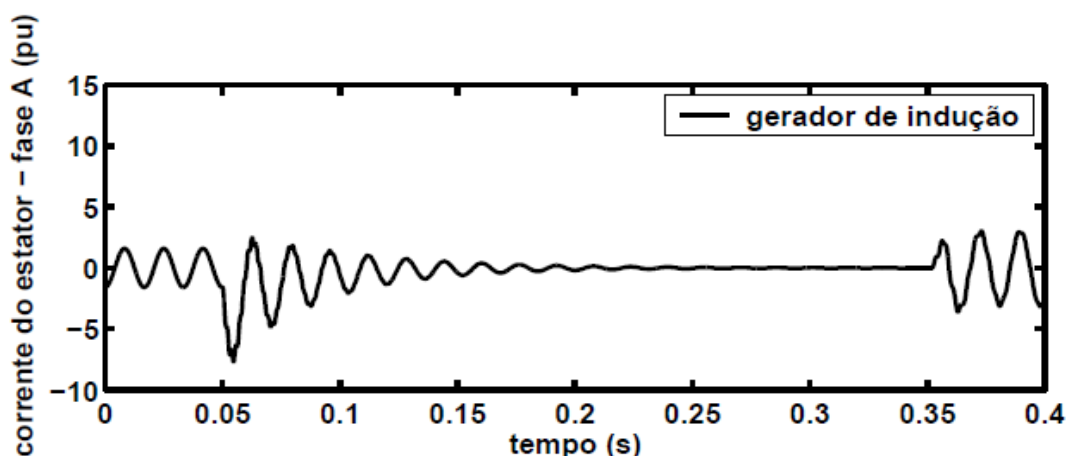


Figura 4.4. Corrente de defeito fornecida por um gerador de indução [42].

ii. Geradores Síncronos

Os geradores síncronos, ao contrário dos de indução, possuem um sistema de excitação independente da rede, que mantém a máquina excitada, mesmo durante a ocorrência de um defeito. A principal consequência deste facto é a manutenção da corrente de defeito, num valor relativamente elevado durante a duração do defeito, após uma pequena diminuição da corrente inicial de defeito [43].

Na Figura 4.5 está apresentado um exemplo de um defeito trifásico simétrico aplicado a um gerador síncrono. O defeito ocorre aos 50 ms e extingue-se aos 350 ms. Observa-se uma pequena diminuição inicial da corrente de defeito, mas após este momento é mantida uma corrente de defeito relativamente constante.

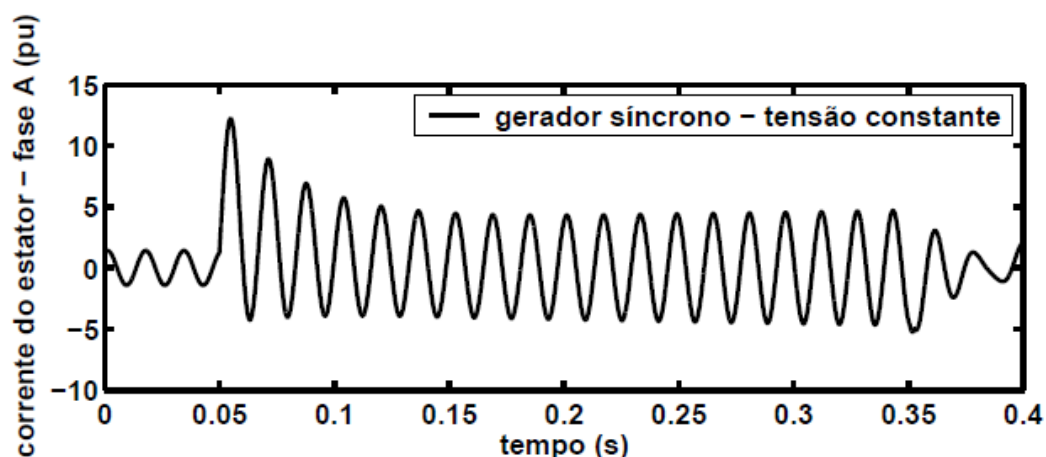


Figura 4.5. Corrente de defeito fornecida por um gerador síncrono [42].

iii. Geradores Duplamente Alimentados

Este tipo é baseado em máquinas de indução, mas tem presente um sistema de excitação autónomo. Devido a este facto, a corrente de curto-circuito mantém-se contante, depois de um pequeno período transitório, tal como os geradores síncronos. Na Figura 4.6 está apresentada a evolução temporal da corrente de um gerador deste tipo, na ocorrência de um defeito aos 0.8 s [44].

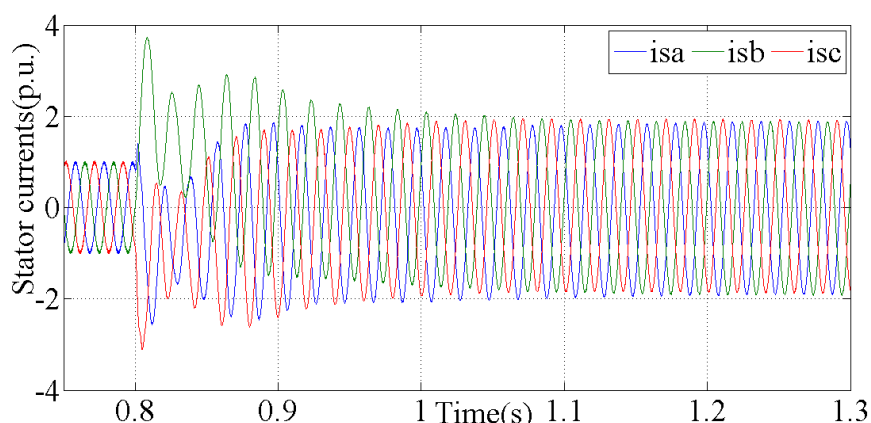


Figura 4.6. Corrente de defeito fornecida por um gerador duplamente alimentado [44].

iv. Geradores Ligados à Rede Através de Eletrônica de Potência

Um gerador ligado à rede através de eletrônica de potência, fornece apenas um pico de corrente momentâneo para alimentar um determinado defeito, até que as proteções internas do próprio conversor atuem. É, no entanto, difícil de prever o comportamento destes conversores, porque depende fortemente de aspetos técnicos que incidem sobre o tipo de componentes eletrónicos utilizados. É também possível projetar este tipo de equipamentos para que seja possível manter uma corrente constante aquando de um defeito, para que seja mais fácil às proteções atuarem [44].

4.2.2. Perda de Sensibilidade das Proteções

A presença de produção dispersa numa linha MT vai diminuir a impedância na ocorrência de um defeito a jusante, aumentando a corrente de curto-circuito. Este facto deve-se ao paralelo entre a produção dispersa e a rede de MT, que vai necessariamente reduzir a impedância. Embora a presença da produção dispersa aumente a corrente global de defeito, pode também diminuir a corrente de defeito que circula nas proteções, podendo diminuir a sua sensibilidade. Nesta secção, são analisadas as potenciais perdas de sensibilidade da proteção de saída das linhas MT na presença de produção dispersa.

i. Defeitos Trifásicos Simétricos

o Variação do Ponto de Defeito

Na Figura 4.7 está representado um pequeno exemplo de uma rede com a inserção de uma unidade de PD no início da linha, imediatamente após a proteção de saída da mesma. Nesta figura, I_1 é a corrente de defeito fornecida pela rede a montante através do transformador de potência, I_2 é a corrente fornecida pelo gerador de produção dispersa e I_{cc} é a soma das duas correntes anteriores, que equivale à corrente total de defeito.

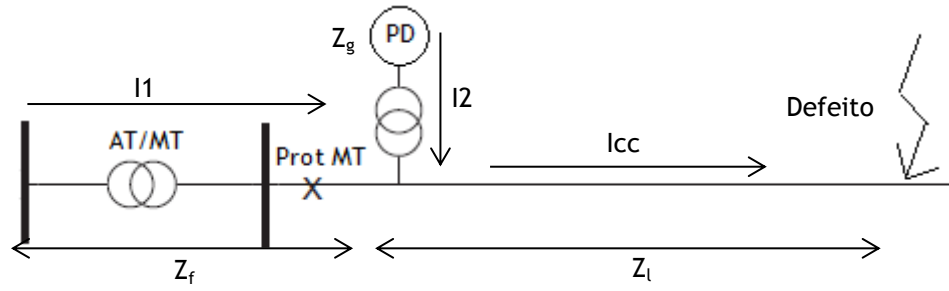


Figura 4.7. Rede para verificação da possibilidade de perda de sensibilidade das proteções, com a unidade de produção dispersa colocada no início da linha.

Considerando então, que a produção dispersa está localizada no início da linha e um defeito trifásico simétrico, pode-se definir o equivalente de Thévenin, apresentado na Figura 4.8. Nesta figura, Z_f é a impedância equivalente da rede AT a montante, somada com a impedância do transformador, Z_g é a impedância em subtransitória (pior caso) do gerador da produção dispersa, considerando, por exemplo, um gerador síncrono e, finalmente, Z_l é a impedância da linha até ao ponto de defeito.

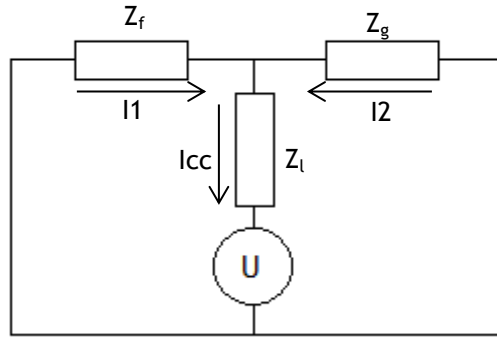


Figura 4.8. Equivalente de Thévenin para o defeito apresentado na Figura 4.7.

Aplicando as leis de Kirchhoff ao circuito apresentado na Figura 4.8, obtém-se o seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} I1 = \frac{U \times Z_g}{Z_g Z_l + Z_g Z_f + Z_f Z_l} \\ I2 = \frac{U \times Z_f}{Z_g Z_l + Z_g Z_f + Z_f Z_l} \\ I_{cc} = I1 + I2 \end{cases}, \quad (4.6)$$

Neste caso, como $I1$ é a corrente fornecida pela fonte e a produção dispersa está imediatamente a montante da proteção da linha, então será esta corrente que o relé irá ver. Em [45] é realizada uma comparação que utiliza a equação $I1$ (ver Equação 4.6) e a corrente de defeito que seria detetada para uma rede semelhante, sem produção dispersa. Esta corrente é igual à divisão da tensão na rede, pela soma das impedâncias da linha até ao defeito, do transformador e do equivalente da rede AT a montante do mesmo:

$$I_z = \frac{U}{Z_l + Z_f}, \quad (4.7)$$

A comparação é realizada utilizando a razão da corrente detetada pela proteção, com e sem produção dispersa:

$$\frac{I_1}{I_z} = \frac{Z_g Z_f + Z_g Z_l}{Z_g Z_l + Z_g Z_f + Z_f Z_l}, \quad (4.8)$$

Considerando que as impedâncias do gerador (Z_g) e da linha (Z_l) podem ser referidas como um fator multiplicador da impedância da fonte (Z_f) da seguinte forma:

$$\begin{cases} Z_g = aZ_f \\ Z_l = bZ_f \end{cases}, \quad (4.9)$$

Então a equação I_1/I_z vem:

$$\frac{I_1}{I_z} = \frac{a+ab}{a+b+ab}, \quad (4.10)$$

Sendo que quanto maior “a” menor será a potência da produção dispersa e quando maior “b” maior será a impedância até ao defeito, logo maior a distância ao mesmo. Desta forma, pode-se comparar a diminuição da corrente vista pela proteção antes e após a introdução de produção dispersa, considerando como variáveis a potência do gerador e a distância a que ocorre o defeito.

Na Figura 4.9 está representado o gráfico correspondente à Equação 4.10, fazendo variar “a” e “b” de 0 a 2. Pela análise da figura nota-se primeiro que o valor do rácio entre as correntes é sempre inferior a um, o que significa que o valor da corrente medida pelo relé no caso de existir produção dispersa é sempre inferior ao caso sem produção dispersa. Nota-se também que quanto menor “a” (maior potência da produção dispersa), maior será o desequilíbrio entre as correntes. Para o caso do fator “b”, quanto maior for (maior distância do defeito), maior será também o desequilíbrio das correntes.

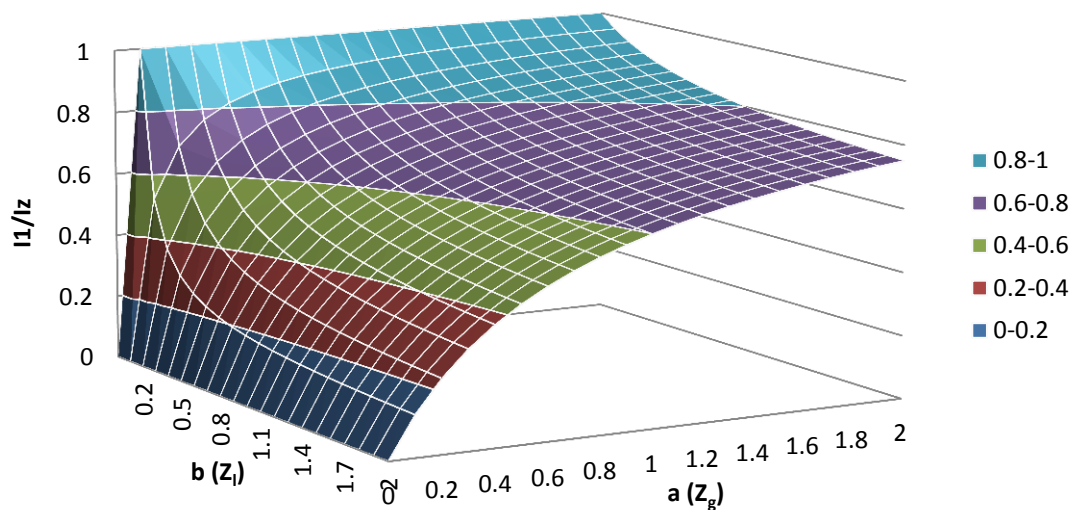


Figura 4.9. Rácio das correntes vistas pela proteção de saída da linha MT com e sem produção dispersa, considerando como variáveis a distância do defeito e a potência da produção dispersa.

○ Variação da Localização da Produção Dispersa

Na Figura 4.9 foi analisada a diminuição da corrente detetada pela proteção tendo em consideração a potência do gerador da produção dispersa e a distância do defeito, partindo do pressuposto que a produção seria colocada no início da linha. No entanto, na prática, a instalação de unidades de produção deste tipo pode acontecer em qualquer ponto da rede. Assim, tem também de ser analisada a influência que a localização da produção dispersa tem na redução da corrente medida pelo relé de proteção. Em [45] não é realizada esta análise.

A Figura 4.10 representa a mesma rede apresentada na Figura 4.7, mas neste caso a unidade de produção dispersa está colocada num ponto intermédio da rede. A única modificação nas impedâncias da rede é que a linha se subdivide em duas impedâncias, para que sejam calculadas corretamente as correntes de defeito. Assim, para um defeito trifásico simétrico a jusante da unidade de produção: $Z_{l,mon}$ representa a impedância da linha a montante da produção dispersa e $Z_{l,jus}$ representa a impedância da linha a jusante da produção dispersa até à localização do defeito ($Z_l = Z_{l,mon} + Z_{l,jus}$). Por motivos de simplificação, considera-se que Z_{mon} e Z_{jus} representam todas as impedâncias a montante e a jusante da unidade de produção, respetivamente. Pode-se então dizer que:

$$\begin{cases} Z_{mon} = Z_{l,mon} + Z_f \\ Z_{jus} = Z_{l,jus} \end{cases}, \quad (4.11)$$

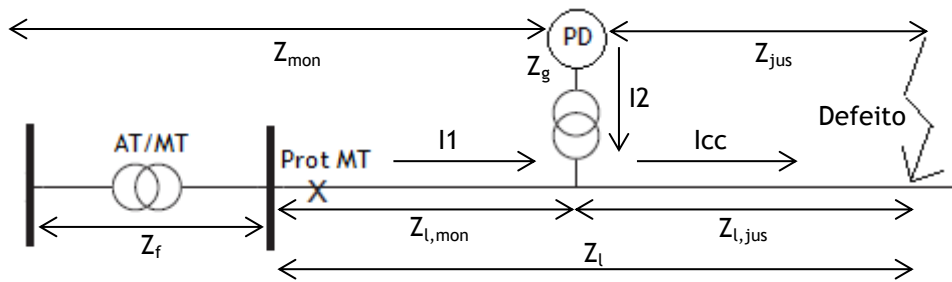


Figura 4.10. Rede para verificação da possibilidade de perda de sensibilidade das proteções, com a unidade de produção dispersa colocada num ponto intermédio.

Analogamente ao caso da variação do ponto de defeito, a corrente detetada pela proteção de saída MT na presença de produção dispersa será:

$$I1 = \frac{U \times Z_g}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}}, \quad (4.12)$$

E na ausência da mesma:

$$I_z = \frac{U}{Z_{mon} + Z_{jus}}, \quad (4.13)$$

A comparação utilizando o rácio entre as duas correntes fica então:

$$\frac{I1}{I_z} = \frac{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus}}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}}, \quad (4.14)$$

Pode-se, no entanto referir Z_{mon} como a impedância total da linha, menos a impedância da linha a jusante, que é igual a Z_{jus} , então:

$$\begin{cases} Z_{mon} = Z_{l,mon} + Z_f \\ Z_{l,mon} = Z_l - Z_{jus} \end{cases} \rightarrow Z_{mon} = Z_f + Z_l - Z_{jus}, \quad (4.15)$$

Substituindo Z_{mon} na Equação 4.14, vem:

$$\frac{I1}{I_z} = \frac{Z_g Z_f + Z_g Z_l}{Z_g Z_f + Z_g Z_l + Z_f Z_{jus} + Z_l Z_{jus} + Z_{jus}^2}, \quad (4.16)$$

Neste ponto, a expressão deixou de depender de Z_{mon} e passou apenas a depender de Z_{jus} . Considerando, agora, tal como no caso anterior, que as impedâncias do gerador (Z_g), da linha (Z_l) e da impedância a jusante da produção (Z_{jus}) podem ser referidas como um fator multiplicador da impedância da fonte (Z_f), da seguinte forma:

$$\begin{cases} Z_g = aZ_f \\ Z_l = bZ_f \\ Z_{jus} = cZ_f \end{cases}, \quad (4.17)$$

Substituindo estes valores na Equação 4.16, obtém-se a seguinte expressão:

$$\frac{I_1}{I_z} = \frac{a+ab}{a+ab+c+bc+c^2}, \quad (4.18)$$

Fixando o valor “b” no pior caso, que, como foi visto na Figura 4.9, é o maior possível, representando um defeito o mais longe possível da fonte (b=2). Vem então:

$$\frac{I_1}{I_z} = \frac{3a}{3a+3c+c^2}, \quad (4.19)$$

Tornando-se numa expressão de duas variáveis, em que “a” representa a impedância do gerador (quanto menor, maior a potência); e “c” representa a localização da produção dispersa. Como esta está referida à impedância da linha a jusante da produção dispersa, quanto maior for a impedância, maior será a distância ao defeito e, consequentemente, menor a distância ao transformador AT/MT.

Na Figura 4.11 nota-se, tal como no caso da Figura 4.9, que quanto menor “a”, maior será o desequilíbrio entre as correntes. No caso do parâmetro “c”, quanto maior for, mais próxima estará a produção dispersa do barramento, porque “c” representa a impedância a jusante da mesma até ao defeito. Assim, nota-se que o pior caso se verifica num ponto intermédio da linha, mais próximo do barramento de MT do que do defeito.

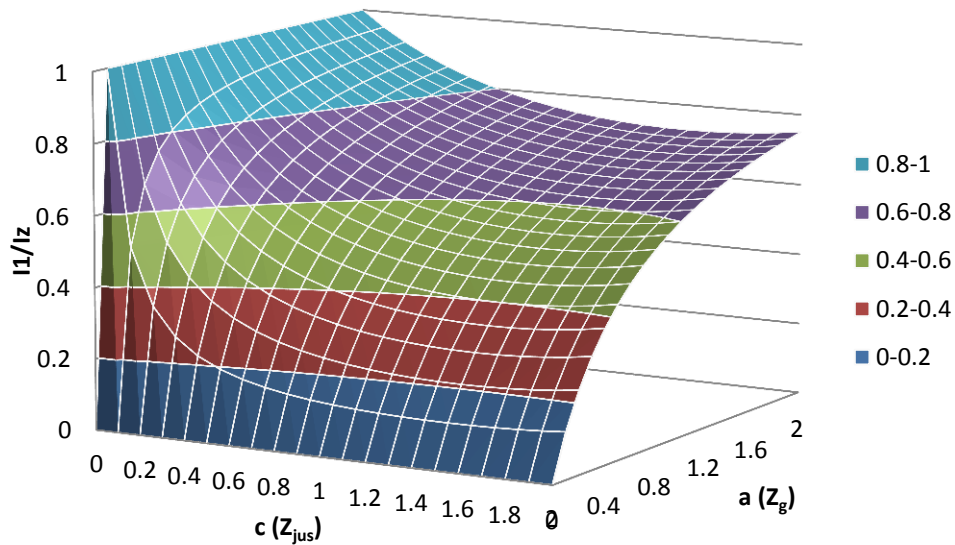


Figura 4.11. Rácio das correntes vistas pela proteção de saída da linha MT com e sem produção dispersa, considerando como variáveis a localização da unidade de produção dispersa e a potência da produção dispersa.

ii. Defeitos Fase-Fase

Os defeitos fase-fase relacionam-se com os trifásicos por serem menores que estes cerca de $\sqrt{3}/2$ vezes. Assim, utilizando as equações anteriores, as correntes de defeito detetadas pelas proteções com e sem produção dispersa são respetivamente [46]:

$$I_{z,f-f} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{U}{Z_l + Z_f}, \quad (4.20)$$

$$I_{1f-f} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{U \times Z_g}{Z_g Z_l + Z_g Z_f + Z_f Z_l}, \quad (4.21)$$

Todas as variáveis são as mesmas referidas nas Figuras 4.7 e 4.8. Como a única alteração é a adição de um fator multiplicativo constante, a análise realizada para os curto-circuitos trifásicos também é válida para o caso de curto-circuitos entre duas fases.

iii. Defeitos Fase-Terra

Para defeitos fase-terra é necessário entrar em consideração com as componentes simétricas das impedâncias. Considerando as componentes direta e inversa iguais em valor, a corrente de defeito sem a introdução de produção dispersa é dada por:

$$I_{z,f-t} = 3 \times \frac{U}{2 \times (Z_l + Z_f) + (Z_{l0} + Z_{f0})}, \quad (4.22)$$

Em que Z_{l0} e Z_{f0} são as impedâncias homopolares da linha e da fonte, respetivamente, representadas nas Figuras 4.7 e 4.8. Analogamente, a corrente de curto-circuito para cada componente simétrica, considerando a rede da Figura 4.7, é dada por [46]:

$$I_{ccf-t,+} = I_{ccf-t,-} = I_{ccf-t,0} = \frac{U}{2 \times \left(\frac{Z_g Z_f}{Z_g + Z_f} \right) + 2Z_l + Z_{f0} + Z_{l0}}, \quad (4.23)$$

Sendo então a corrente de defeito igual a:

$$I_{ccf-t} = I_{ccf-t,+} + I_{ccf-t,-} + I_{ccf-t,0} = 3 \times \frac{U}{2 \times \left(\frac{Z_g Z_f}{Z_g + Z_f} \right) + 2Z_l + Z_{f0} + Z_{l0}}, \quad (4.24)$$

As componentes direta e inversa da corrente vista pelas proteções (I_{1f-t}) são iguais a:

$$I_{1f-t,+} = I_{1f-t,-} = \frac{U}{2Z_f + \left(\frac{Z_g + Z_f}{Z_g} \right) (2Z_l + Z_{f0} + Z_{l0})}, \quad (4.25)$$

No entanto, a corrente homopolar vista pela proteção de saída da linha, devido à habitual ligação dos transformadores em estrela-triângulo, com o lado em triângulo ligado à linha de média tensão [37] é distinta, visto não existir componente homopolar da corrente proveniente da produção dispersa. Então esta componente será então igual à componente homopolar da corrente de curto-circuito [46]:

$$I_{1f-t,0} = I_{ccf-t,0} = \frac{U}{2 \times \left(\frac{Z_g Z_f}{Z_g + Z_f} \right) + 2Z_l + Z_{f0} + Z_{l0}}, \quad (4.26)$$

Finalmente, a corrente vista pelas proteções será:

$$I_{1f-t} = I_{1f-t,+} + I_{1f-t,-} + I_{1f-t,0} = 2 \times \frac{U}{2Z_f + \left(\frac{Z_g + Z_f}{Z_g} \right) (2Z_l + Z_{f0} + Z_{l0})} + \frac{U}{2 \times \left(\frac{Z_g Z_f}{Z_g + Z_f} \right) + 2Z_l + Z_{f0} + Z_{l0}}, \quad (4.27)$$

A análise da variação da corrente detetada do relé pode ser calculada pelo método utilizado no caso dos defeitos trifásicos, ou seja, utilizando o rácio $I_{1f-t}/I_{z,f-t}$. Para realizar este cálculo, considerou-se que as componentes homopolares são 2.5 vezes maiores que as componentes direta e inversa, valor habitualmente aceite, então:

$$\begin{cases} Z_{f0} = 2.5Z_f \\ Z_{l0} = 2.5Z_l \end{cases}, \quad (4.28)$$

Dito isto, o rácio vem:

$$\frac{I_{f-t}}{I_{z,f-t}} = \frac{13.5Z_gZ_f + 13.5Z_gZ_l + 4.5Z_fZ_l + 4.5Z_f^2}{13.5Z_gZ_l + 13.5Z_gZ_f + 13.5Z_fZ_l + 7.5Z_f^2}, \quad (4.29)$$

Utilizando os mesmos índices “a” e “b” utilizados para definir a impedância da produção dispersa e da linha (ver Equação 4.9), respetivamente. O rácio fica então:

$$\frac{I_{f-t}}{I_{z,f-t}} = \frac{13.5ab + 13.5a + 4.5b + 4.5}{13.5ab + 13.5a + 13.5b + 7.5}, \quad (4.30)$$

Na Figura 4.12 está representado o rácio em função dos parâmetros “a” e “b”. Tal como no caso de defeitos trifásicos, a diferença entre a corrente detetada pela proteção com produção dispersa e a corrente detetada sem produção dispersa aumenta quanto maior for a distância do defeito à proteção e quanto maior for a potência da unidade de produção dispersa. A principal diferença para o caso de defeitos trifásicos é que, para este caso, o rácio entre as correntes é globalmente superior. Observa-se também que a contribuição do ponto de ocorrência do defeito (fator “b”) para a diminuição da sensibilidade é especialmente reduzida. Este facto está dentro dos resultados esperados, devido à ligação em triângulo do secundário do transformador da produção dispersa, que não permite a circulação de correntes homopolares, diminuindo muito a contribuição do gerador em caso de defeito à terra.

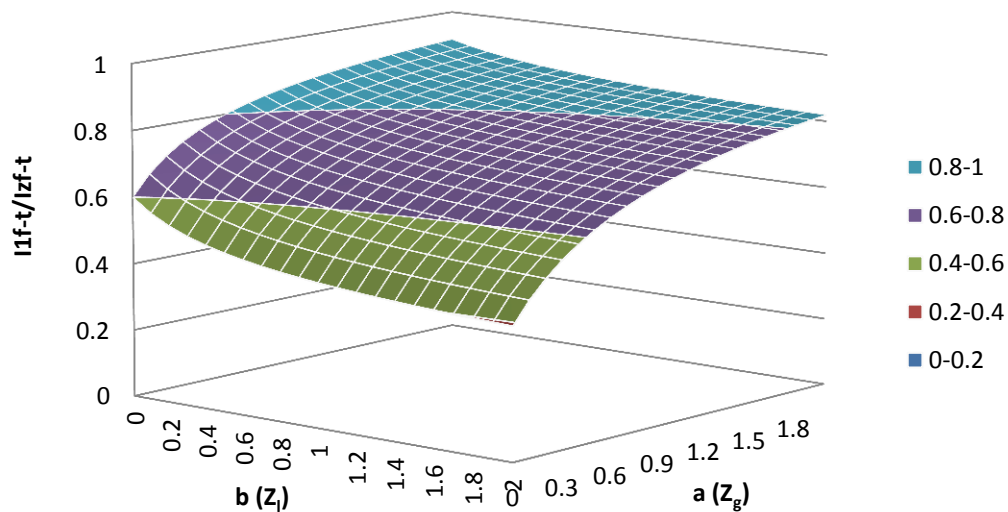


Figura 4.12. Rácio das correntes vistas pela proteção de saída da linha MT com e sem produção dispersa, considerando como variáveis a localização do defeito e a potência da produção dispersa, para defeitos à terra.

Conclui-se assim que a redução da sensibilidade das proteções no caso de defeitos à terra é muito restringida. A redução da sensibilidade apenas começa a ser significativa para geradores com uma impedância inferior ao equivalente da rede AT, o que representa geradores de elevada potência. Como os geradores presentes na rede MT, habitualmente nunca ultrapassam os 6 MVA, então pode-se considerar a contribuição da PD para a perda de sensibilidade das proteções, desprezável.

iv. Problemas de falta de sensibilidade associados aos OCR tipo 3

Tal como as proteções de saída das linhas MT, também os OCR 3 têm funções de proteção de máximo de corrente de fase e máximo de corrente homopolar. Assim, os OCR 3 sofrem dos mesmos problemas de falta de sensibilidade das proteções, aquando da presença de produção dispersa na linha em que estão inseridos. Para que este problema se verifique nos OCR 3, é necessário o defeito ocorrer a jusante do mesmo e a produção dispersa estar presente também a jusante, tal como disposto na Figura 4.13.

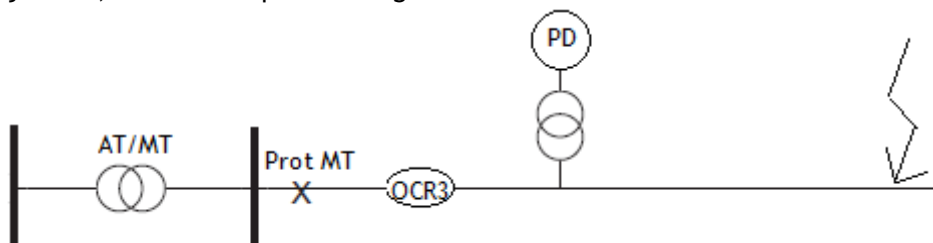


Figura 4.13. Problema de falta de sensibilidade nos OCR tipo 3.

v. Possíveis Resoluções do Problema

Em [43] os autores referem que este problema pode ser resolvido modificando as especificações dos relés de máxima intensidade de corrente para cada caso, como por exemplo diminuir a corrente de arranque. No entanto, referem também que esta modificação pode também interferir com o problema de operação indevida da proteção devido a um defeito numa linha adjacente (tratado mais à frente), pois a diminuição da corrente de arranque das proteções vai fazer com que estas atuem para correntes mais reduzidas.

Em [47] a mesma solução é proposta, sendo também referido que uma outra solução para o problema seria a redução da potência das unidades de produção dispersa. No entanto, este último ponto pode não ser possível de concretizar, devido às implicações económicas que acarreta.

4.2.3. Operação Indevida da Proteção Devido a um Defeito numa Linha Adjacente

No caso da ocorrência de um defeito numa linha adjacente a uma linha com produção dispersa, pode existir um disparo da proteção de máxima intensidade de corrente para esta última. Tal ocorre, devido a um trânsito de corrente proveniente das unidades de produção dispersa no sentido oposto ao habitual, para alimentar o defeito que ocorre na outra linha. Como as redes de distribuição estão, habitualmente, preparadas apenas para um trânsito radial, a proteção de saída MT da linha vê a corrente de defeito que circula no sentido oposto ao habitual, proveniente da produção dispersa, que, dependendo dos casos, pode ser suficiente para fazer disparar o disjuntor retirando a linha de serviço desnecessariamente. O trânsito de corrente descrito é apresentado na Figura 4.14.

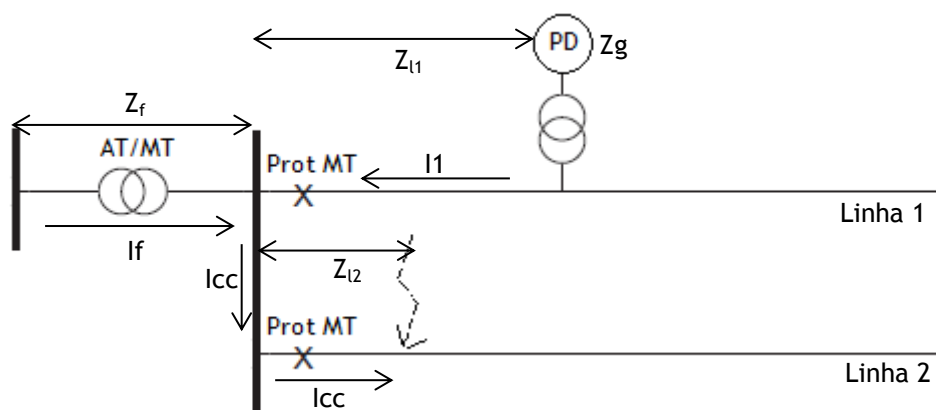


Figura 4.14. Descrição da operação indevida da proteção de saída MT por causa de um defeito numa linha adjacente.

Na Figura 4.14, I_1 é a corrente fornecida ao defeito pela produção dispersa e a corrente que a proteção da linha não afetada irá ver, I_f é a corrente de defeito fornecida pela rede de AT e I_{cc} é a corrente total de defeito, que equivale à soma das duas anteriores. A impedância da linha onde está inserida a produção dispersa é Z_{l1} , sendo que a impedância subtransitória do gerador é Z_g , a impedância equivalente da rede a montante do transformador e do transformador é Z_f e finalmente a impedância da linha onde ocorre o defeito é Z_{l2} .

O equivalente de Thévenin, considerando um defeito trifásico simétrico, da rede descrita na Figura 4.14 é o apresentado na Figura 4.15, de onde se deduzem as seguintes expressões para as correntes:

$$\begin{cases} I_1 = \frac{U \times Z_f}{(Z_g + Z_{l1})Z_f + (Z_g + Z_{l1})Z_{l2} + Z_f Z_{l2}} \\ I_f = \frac{U \times (Z_g + Z_{l1})}{(Z_g + Z_{l1})Z_f + (Z_g + Z_{l1})Z_{l2} + Z_f Z_{l2}} \\ I_{cc} = I_1 + I_f \end{cases}, \quad (4.31)$$

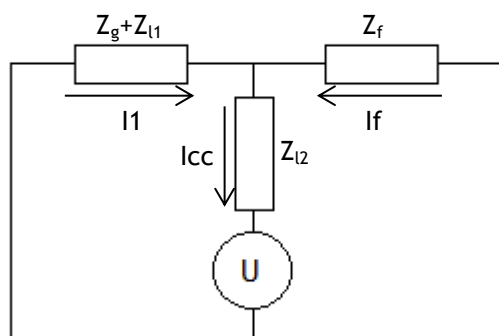


Figura 4.15. Equivalente de Thévenin da rede apresentada na Figura 4.17.

Pela expressão de I_1 compreende-se que quanto maior forem as impedâncias das linhas e do gerador, menor será esta corrente. Assim, este tipo de problemas tem mais probabilidade de ocorrência para defeitos que ocorram muito próximos do barramento de MT, com a PD colocada também próxima do mesmo e com uma elevada potência.

Refira-se que os defeitos à terra não terão uma grande influência neste tipo de problemas, por causa da ligação do transformador da produção dispersa que não permite circulação de correntes homopolares.

vi. Problema associado aos OCR tipo 3

Se um OCR tipo 3 estiver colocado entre a produção dispersa e o barramento de MT e ocorrer um defeito numa linha adjacente, então o OCR poderá sofrer um disparo não intencional, tal como foi analisado para o caso da proteção da linha MT. O esquema descrito está apresentado na Figura 4.16.

O mesmo problema pode ocorrer num OCR 3, mesmo na ocorrência de um defeito na própria linha onde este está inserido. Se o defeito ocorrer entre a proteção de MT e o OCR 3 e estiver presente produção a jusante deste último, a corrente de defeito proveniente da produção será vista pelo OCR 3, podendo ser suficiente para este atuar antes da proteção da produção dispersa [48].

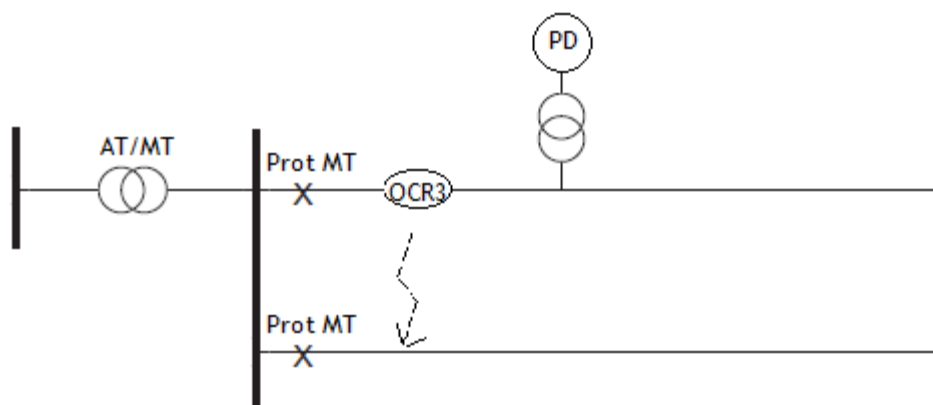


Figura 4.16. Problema de atuação indevida nos OCR tipo 3.

vii. Possíveis Resoluções do Problema

Duas das soluções habitualmente propostas para este problema são:

- Aplicar uma função de direccionalidade nas proteções de máximo de corrente - A aplicação de direccionalidade nas proteções significa que estas só atuarão para defeitos cuja corrente flua no sentido do barramento MT para a linha, impedindo assim falsas atuações provocadas por correntes que fluem no sentido oposto. No entanto, este tipo de solução muitas vezes não é possível de ser implementado, porque as proteções de saída MT não estão preparadas para tal e o custo de investimento para implementadas pode não ser praticável [41, 43, 45].
- Modificar especificações das proteções - A modificação das especificações das proteções de sobrecorrente pode prevenir a atuação indevida neste tipo de problemas. Por exemplo, é possível aumentar a corrente de arranque da proteção ou o tempo de disparo, para que o relé da linha em que se dá o defeito atue em primeiro lugar. Este tipo de solução, ao contrário da anterior, necessita de ser estudada de caso para caso, porque depende das correntes envolvidas [41, 43].

4.2.4. Problemas Associados à Função de Religação

A função de religação é muito usada em todo o mundo, por forma a evitar a abertura permanente de uma linha na ocorrência de um defeito que não seja permanente, aumentando com isso a qualidade de serviço. A inclusão deste tipo de função nas proteções de saída das linhas MT aéreas é uma prática frequente em Portugal [32, 33]. No entanto, na

presença de unidades de produção dispersa, esta função pode-se revelar ineficaz e pode mesmo originar problemas nefastos quer para a rede, quer para a produção.

Um primeiro problema associado à função de religação na presença de produção dispersa consiste na não eliminação do arco elétrico, na altura da desligação do disjuntor de saída de MT, tornando um defeito fugitivo num defeito permanente. Este problema ocorre quando o disjuntor abre e ainda existe tensão na linha, originada pela unidade de produção dispersa [41]. Considere-se, como exemplo, a linha da Figura 4.7. Na ocorrência do defeito apresentado e considerando-o como sendo, em situações normais, fugitivo, a proteção de MT atua, abrindo o seu disjuntor e iniciando a temporização para a religação. No entanto, se a unidade de produção dispersa ainda continuar ligada à rede, a tensão na linha não vai ser nula, não sendo assim possível eliminar o arco elétrico, que seria o principal objetivo da função de religação. Assim, os ciclos de religação serão todos realizados sem nunca se conseguir eliminar o defeito, tornando o defeito permanente.

Outro problema, diretamente associado ao apresentado no paragrafo anterior, é o facto das religações poderem ocorrer sem que se cumpram todas as condições de sincronismo, entre a unidade de produção dispersa e a rede a montante. Quando o disjuntor de saída MT se desliga na ocorrência de um defeito, a unidade de produção dispersa pode acelerar ou desacelerar durante o período de abertura do ciclo de religação. No momento da religação do disjuntor (findo o tempo de abertura), a tensão da rede a montante e a tensão fornecida pela unidade de produção dispersa estarão desfasadas, podendo mesmo, no pior caso, ter fases completamente opostas. Nestes casos podem-se originar regimes transitórios de tensão e corrente e forças de torção muito elevadas no gerador, que podem originar graves danos na unidade de produção e nos componentes da rede [49]. As Figuras 4.17 e 4.18 representam a ocorrência de um defeito aos 1.9 s numa rede com produção dispersa, provocando a abertura do disjuntor de MT e posterior (aos 2.2 s) religação do mesmo. A Figura 4.17 representa a crescente diferença de fases, entre a produção dispersa e a rede a montante, enquanto na Figura 4.18 se nota um regime transitório, com elevadas correntes, no momento da religação.

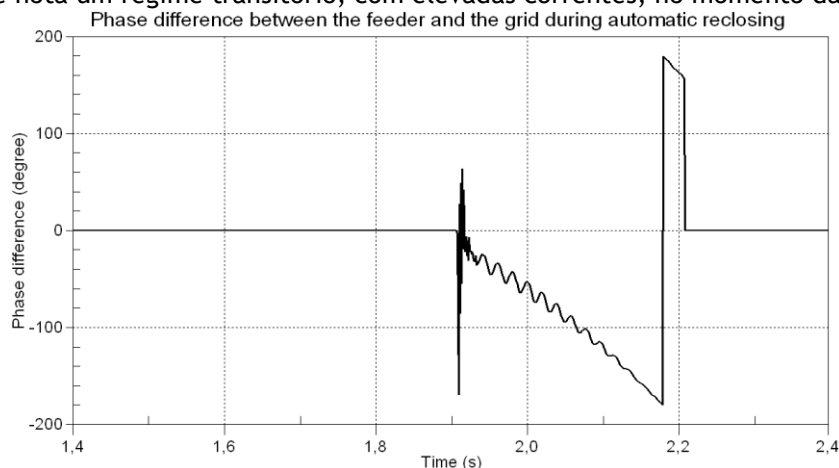


Figura 4.17. Diferença de fases entre a rede a montante e uma unidade de produção dispersa [49].

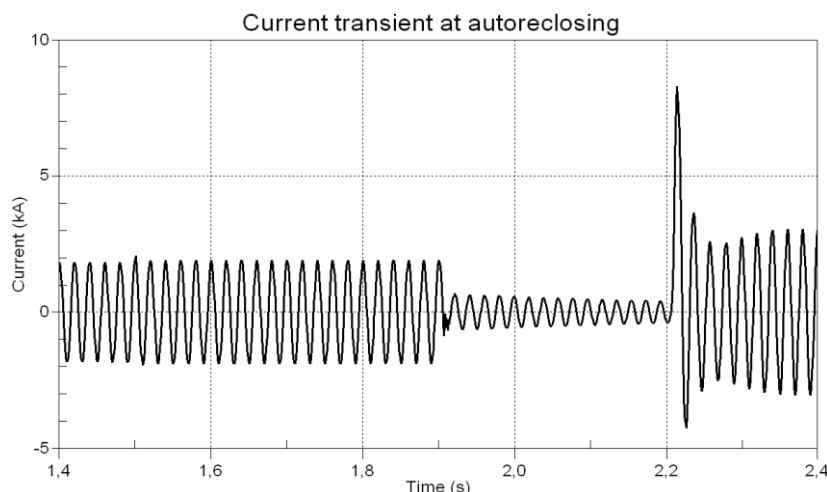


Figura 4.18. Corrente transitória verificada no momento da religação, quando a rede e a produção dispersa estão desfasadas [49].

i. Problema associado aos OCR tipo 3

Os problemas descritos atrás também ocorrem com a atuação e eventuais ciclos de religação de um OCR 3, não existindo qualquer distinção na análise realizada.

ii. Possíveis Resoluções do Problema

Em Portugal os problemas descritos são resolvidos instalando um detetor de tensão nas saídas de MT que possuam produção dispersa. Sempre que for detetada tensão na linha a função de religação é inibida, voltando ao repouso [33, 35]. Desta forma nenhum dos problemas anteriores ocorre. No entanto, esta inibição da religação vai diminuir a qualidade de serviço, não permitindo a distinção entre defeitos fugitivos e defeitos permanentes sempre que uma unidade de produção dispersa estiver ligada à rede no momento da religação. Assim prevê-se que as unidades de PD que tenham um cenário de proteção do tipo B (atuação temporizada, ver Secção 3.3.7) provoquem, se a unidade de produção dispersa estiver em serviço, quase sempre uma inibição da função de religação (dependendo do nível de tensão após a ocorrência).

4.2.5. Perda de Seletividade entre Dispositivos de Proteção

A perda de seletividade na presença de produção dispersa pode ocorrer essencialmente, devido ao aumento da corrente de curto-circuito vista pelos dispositivos de proteção, que pode diminuir o tempo de atuação de dispositivos de proteção a jusante em relação aos dispositivos de proteção a montante [50]. Este problema pode ser particularmente grave quando se tratam de proteções de máxima intensidade de corrente de tempo definido. Considerando que os dispositivos colocados nas redes aéreas de média tensão portuguesas, com proteções de máximo de corrente, são essencialmente as proteções de saída das linhas MT e os OCR 3 (estudados neste trabalho), então os principais problemas têm em conta a coordenação entre os mesmos.

i. Perda de Seletividade entre a Proteção de Saída MT e um OCR 3

Esta perda de seletividade pode ocorrer no caso de existir um defeito na linha onde estão inseridos estes dispositivos de proteção e no caso de existir produção dispersa em linhas

adjacentes. Assim, no caso do defeito ser a jusante dos dois dispositivos (visto pelos dois) a corrente de defeito será a corrente que é fornecida pela rede através da subestação mais a corrente fornecida pelas unidades de produção dispersa presentes nas linhas adjacentes que circula através do barramento até ao ponto de defeito (ver Figura 4.19).

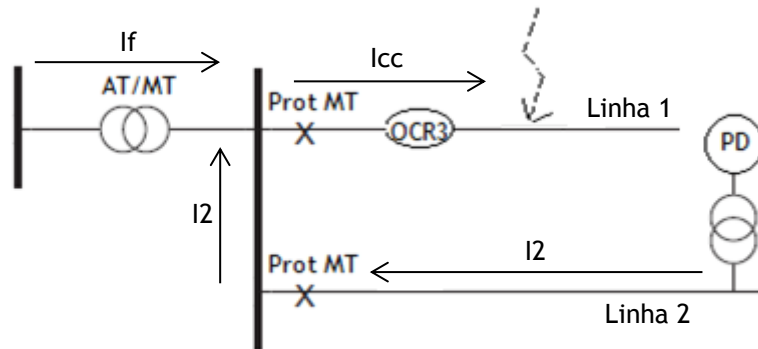


Figura 4.19. Exemplo de possível perda de seletividade ente a proteção MT e um OCR 3.

A corrente de defeito neste caso será a soma da corrente fornecida pela rede (I_f) com a corrente proveniente da produção dispersa (I_2): $I_{cc} = I_2 + I_f$. Realizando uma análise às correntes de defeito, obtém-se as seguintes expressões:

$$\begin{cases} I_2 = \frac{U \times Z_f}{(Z_g + Z_{l2})Z_f + (Z_g + Z_{l2})Z_{l1} + Z_f Z_{l1}} \\ I_f = \frac{U \times (Z_g + Z_{l2})}{(Z_g + Z_{l2})Z_f + (Z_g + Z_{l2})Z_{l1} + Z_f Z_{l1}} \\ I_{cc} = I_2 + I_f = \frac{U \times (Z_g + Z_{l2} + Z_f)}{(Z_g + Z_{l2})Z_f + (Z_g + Z_{l2})Z_{l1} + Z_f Z_{l1}} \end{cases}, \quad (4.32)$$

Em que Z_f é a impedância equivalente da rede a jusante, Z_g é a impedância subtransitória do gerador da produção dispersa e Z_{l1} e Z_{l2} são as impedâncias do barramento até ao defeito e da produção até ao barramento, respetivamente. Por outro lado a corrente de defeito sem a contribuição da produção dispersa, logo sem considerar as impedâncias Z_g e Z_{l2} , será igual a:

$$I_{cc0} = \frac{U}{Z_{l1} + Z_f}, \quad (4.33)$$

O rácio entre a corrente I_{cc} (ver Equação 3.32) e I_{cc0} (ver Equação 3.33) é:

$$\frac{I_{cc}}{I_{cc0}} = \frac{(Z_g + Z_{l2})Z_{l1} + Z_f Z_{l1} + (Z_g + Z_{l2})Z_f + Z_f^2}{(Z_g + Z_{l2})Z_f + (Z_g + Z_{l2})Z_{l1} + Z_f Z_{l1}}, \quad (4.34)$$

Considerando os seguintes coeficientes:

$$\begin{cases} Z_g + Z_{l2} = aZ_f \\ Z_{l1} = bZ_f \end{cases}, \quad (4.35)$$

O rácio fica então:

$$\frac{I_{cc}}{I_{cc0}} = \frac{ab + b + a + 1}{a + ab + b}, \quad (4.36)$$

Fazendo variar “a” e “b” de 0 a 1 obtém-se o gráfico apresentado na Figura 4.20. A análise do gráfico revela que quando menores forem as impedâncias das linhas (Z_{l1} e Z_{l2}) e do gerador (Z_g) maior será o aumento da corrente de defeito. Assim, o pior caso verifica-se para uma produção dispersa colocada imediatamente após o barramento e um defeito imediatamente a jusante do OCR 3.

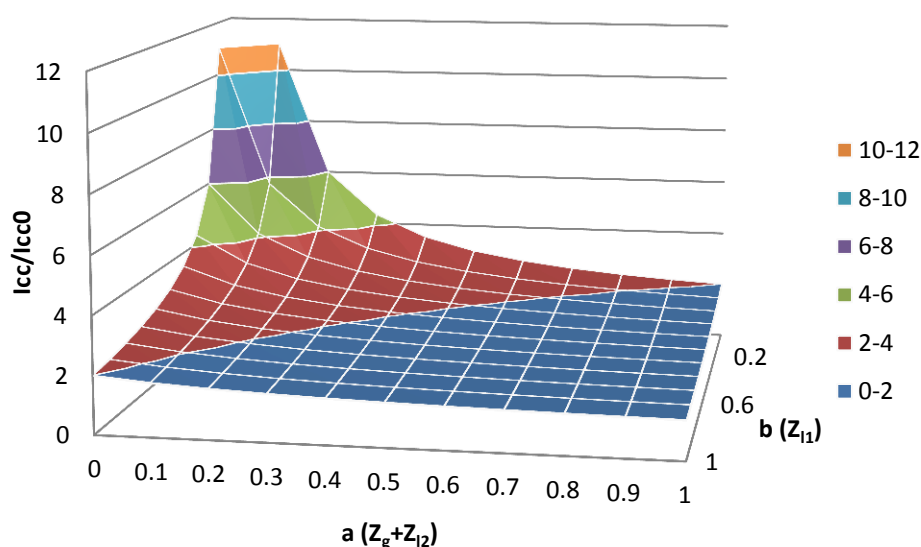


Figura 4.20. Variação da corrente de defeito para a rede da Figura 4.19.

Não será realizada a análise para defeitos à terra, devido à muito baixa contribuição por parte das unidades de produção dispersa (ligação do transformador em triângulo do lado da MT). É assim considerado que o caso anterior, defeitos trifásicos simétricos, é o pior caso possível.

ii. Perda de Seletividade entre dois OCR 3

Este caso é em tudo semelhante ao da perda de coordenação entre a proteção de saída MT e um OCR 3. No entanto, neste caso, uma unidade de produção dispersa colocada na mesma linha que os OCR 3 pode também contribuir para o aumento da corrente de defeito caso esta se encontre a montante do OCR 3 mais a montante (ver Figura 4.21). Dito isto, todas as considerações realizadas para o caso anterior também se aplicam neste caso, ou seja, quanto menor a impedância do gerador e a distância deste ao defeito maior será o aumento da corrente de defeito normalmente verificada.

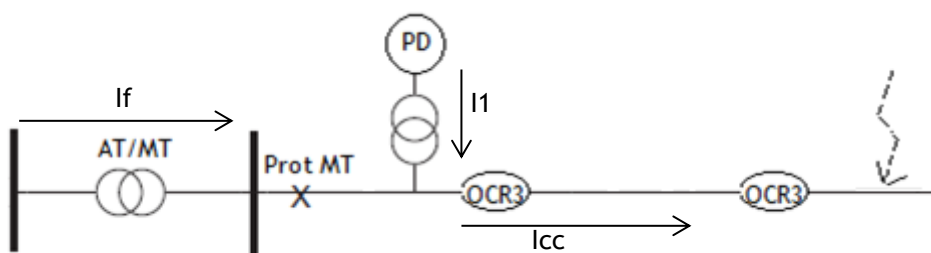


Figura 4.21. Exemplo de possível perda de seletividade entre dois OCR 3.

iii. Possíveis Resoluções do Problema

A resolução deste problema tem de entrar em consideração, não apenas com as unidades de produção dispersa na linha a ser analisada, mas também nas outras saídas da subestação. É necessário realizar então uma análise da coordenação entre os dispositivos com toda a produção dispersa ligada e verificar se a seletividade entre proteções ainda está presente,

caso contrário devem ser tomadas medidas nas parametrizações das proteções, quer do OCR 3, quer da proteção de saída MT para que a seletividade seja novamente possível.

4.3. Resumo

Neste capítulo foi, numa primeira fase, efetuada uma revisão sobre coordenação entre os dispositivos utilizados nas linhas aéreas de média tensão portuguesas. Referiu-se que, no caso dos OCR 2 (ou IAR), a parametrização do automatismo V-T a ser realizada está bem definida pela empresa concessionária da rede de distribuição. No caso dos OCR 3, foram indicadas várias referências em que é descrita a coordenação entre estes dispositivos e a proteção de saída MT. Concluiu-se, no entanto, que as referências revistas não podem ser diretamente aplicadas às redes portuguesas, devido às especificidades próprias das proteções utilizadas nas saídas das linhas nas subestações, que possuem proteções MI de tempo definido.

Na segunda parte deste capítulo, trataram-se os principais problemas, introduzidos pela presença de produção dispersa, nas redes aéreas de média tensão. As principais conclusões retiradas foram as seguintes:

- Perda de sensibilidade - O pior caso de perda de sensibilidade, ocorre quando existe uma unidade de produção dispersa de elevada potência ligada à rede e quando está é ligada próxima (mas não imediatamente a jusante) do barramento MT. Também se verificou que o pior caso ocorre para defeitos que surgem no final da linha. Por fim, provou-se que para defeitos à terra a perda de sensibilidade é muito diminuída, em comparação com os defeitos entre fases.
- Operação indevida devido a um defeito numa linha adjacente - Verificou-se que este problema tem mais probabilidade de ocorrência quando as unidades de produção dispersa estão colocadas próximas do barramento MT e quando ocorrem defeitos imediatamente a jusante do mesmo barramento na linha adjacente. Referiu-se também que as resoluções propostas por vários autores são a direccionalidade das proteções e alteração das parametrizações.
- Problemas associados à função de religação - Verificou-se que a função de religação é muito afetada pela presença de produção dispersa, podendo mesmo as religações nestas circunstâncias significar graves danos para a rede. Em Portugal a religação é inibida, sempre que é detetada tensão a jusante, para evitar estes problemas. No entanto, este facto pode reduzir a qualidade e continuidade da alimentação elétrica.
- Perda de seletividade entre dispositivos de proteção - Devido ao aumento da corrente de defeito numa rede com elevada penetração de produção dispersa, pode ocorrer perda de seletividade entre os dispositivos de proteção, nomeadamente entre a proteção de saída da linha MT e o OCR 3.

Capítulo 5

Coordenação entre o OCR de 3ª Geração e o Painel de Saída da Linha MT

As funções de proteção presentes no OCR 3 têm o objetivo de detetar e isolar defeitos que ocorrem nas linhas aéreas MT. Estes defeitos são essencialmente: defeitos dos condutores à terra e defeitos entre fases. Estas funções têm de estar corretamente coordenadas com as proteções presentes na subestação de média tensão, para que exista seletividade entre as duas proteções e possuir uma correta sensibilidade de deteção de defeitos. Para além das proteções para deteção destes defeitos, também têm de ser inseridos automatismos para aumentar a qualidade e continuidade de serviço.

Neste capítulo é realizada uma análise teórica, para definir as funções de proteção necessárias por parte do OCR 3 e respetivas parametrizações. São consideradas linhas radiais, linhas em anel aberto e linhas com produção dispersa.

5.1. Linha Aérea Radial

Uma linha aérea radial de média tensão (MT) é caracterizada por não permitir uma reconfiguração da rede, visto estar ligada apenas a uma subestação. Este tipo de redes é muito utilizado em áreas rurais, nas quais o regulamento de continuidade de serviço permite que os tempos de interrupção sejam mais longos. Como a energia apenas circula num sentido, em qualquer circunstância, os OCR 3 instalados na linha apenas têm de ter em conta este sentido de circulação de corrente (ver Figura 5.1).

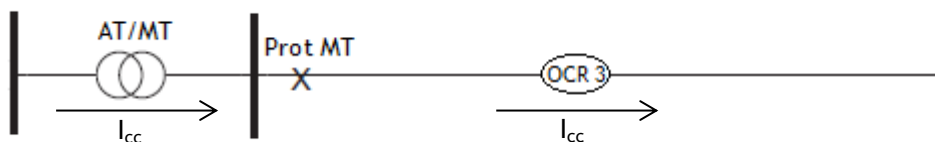


Figura 5.1. Exemplo de linha radial com a um OCR 3 instalado.

5.1.1. Proteções para Defeitos Entre Fases

Os defeitos entre fases podem ser trifásicos ou fase-fase e o módulo da corrente é definida pelas seguintes expressões, respetivamente, não considerando as correntes de carga (ver Anexo B):

$$I_{cc}^{3f} = \frac{U}{Z_{rede} + Z_{trans} + Z_{linha} + R_{def}} [p. u.] \quad , \quad (5.1)$$

$$I_{cc}^{f-f} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{U}{Z_{rede} + Z_{trans} + Z_{linha} + R_{def}} [p. u.] \quad , \quad (5.2)$$

Em que (ver Figura 5.2):

- I_{cc}^{3f} - Corrente de defeito trifásico numa rede de distribuição;
- I_{cc}^{f-f} - Corrente de defeito fase-fase numa rede de distribuição;
- U - Tensão nominal na rede antes do defeito;
- Z_{rede} - Impedância equivalente da rede de alta tensão a jusante;
- Z_{trans} - Impedância do transformador AT/MT presente na subestação;
- Z_{linha} - Impedância da linha até ao ponto de defeito;
- R_{def} - Resistência de defeito.

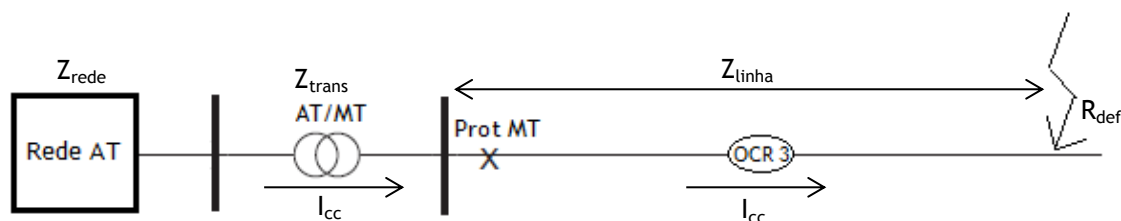


Figura 5.2. Esquema de correntes e impedâncias numa rede radial para defeitos entre fases.

As correntes de defeito mais severas para a rede ocorrem em defeitos francos ($R_{def} = 0$) e trifásicos. No que diz respeito à impedância da linha (Z_{linha}), quanto mais longe o defeito ocorrer da subestação, maior será o seu valor. Por outro lado, a impedância equivalente da rede AT a jusante (Z_{rede}), depende da configuração da mesma e da geração ligada no momento do defeito. Assim, este valor varia quer ao longo do dia, quer ao longo do ano.

Considerando, como exemplo, que Z_{linha} de uma saída de uma subestação varia de 0 a 1, sendo que o valor 0 representa a impedância da linha imediatamente à saída da subestação e 1 a impedância no final da linha. A impedância da rede a montante, Z_{rede} , desta linha varia entre 0.1 e 1, sendo 0.1 quando se verifica maior potência de curto-circuito e 1 quando de verifica menor potência. R_{def} é nulo (defeito franco) e Z_{trans} , como representa a impedância do transformador, é constante e toma o valor de 0.1. Todas as impedâncias descritas acima estão em valores relativos da impedância da linha. Considerando um OCR 3 colocado a meio da linha, a variação da corrente de defeito trifásico simétrico vista pelo OCR 3, tendo em conta variação das impedâncias Z_{linha} e Z_{rede} , é apresentada na Figura 5.3.

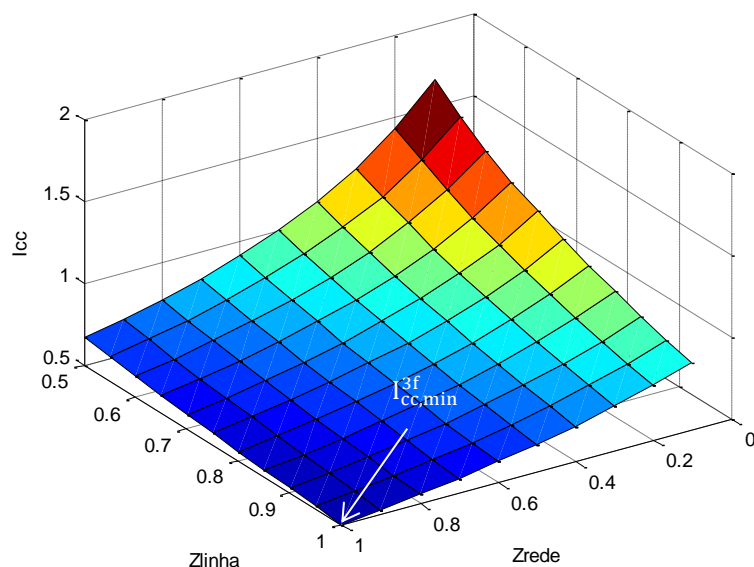


Figura 5.3. Variação da corrente de defeito vista pelo OCR 3 numa rede radial, considerando a variação de Z_{linha} e Z_{rede} .

A Figura 5.3 mostra que a corrente de defeito é crescente com a proximidade do defeito ao OCR 3 (menor Z_{linha}) e quanto maior a potência de curto-circuito da rede de AT a montante (menor Z_{rede}). Pode-se assim dizer que, a maior corrente de defeito ocorre para defeitos imediatamente a jusante do OCR 3, com potência de curto-circuito máxima. Por outro lado, a menor corrente de defeito ocorre para defeitos no fim da linha, com a rede a montante a ter a sua potência de curto-circuito mínima.

Realizada esta análise às correntes de defeito entre fases, vistas pelo OCR 3, numa linha MT, irão ser agora definidas as proteções e respetivas parametrizações que deverão estar presentes num OCR 3.

i. Proteções Presentes no OCR 3

Nos OCR 3, para que seja possível uma coordenação simples com a proteção de saída MT, a mesma função de proteção de MIF por tempo definido deve ser utilizada, com os mesmos três níveis de proteção do painel de saída da linha MT (ver Secção 3.1.1). Os dois primeiros níveis ($I>$ e $I>>$) dependem da corrente máxima permitida na linha, enquanto a corrente de arranque para o terceiro nível ($I>>>$), deve ser parametrizada para que correntes de defeito e quedas de tensão relativamente elevadas, sejam extintas de uma forma rápida. Têm de ser realizadas as seguintes parametrizações no OCR 3 e alterações das parametrizações descritas para o painel de saída MT (ver Tabela 3.1):

$I>$ - O tempo de operação para o OCR 3 neste nível de atuação terá de ser inferior ao verificado no painel de saída MT. É definido que um tempo discriminativo entre as duas proteções de 0.2 s é suficiente, porque se tratam de proteções digitais, com erros reduzidos (ver Secção 4.1.2). Assim, para este nível o tempo de atuação do OCR 3, o tempo de operação terá de ser no máximo de $\text{top}_{\text{ocr3}}(>) = \text{top}_{\text{MT}}(>) - 0.2 = 0.8$ s. A corrente de arranque para este nível é mantida igual à saída MT, ou seja, $1.4 \times I_n$.

$I>>$ - Tal como para o caso anterior, o tempo de operação para este nível, no OCR 3, terá de ser 0.2 s inferior em relação tempo de operação para o mesmo nível do painel de saída MT. Deste modo, para se verificar uma coordenação entre as duas proteções, é necessário

definir o tempo de atuação do OCR 3 $top_{OCR3(>>)} = top_{MT(>>)} - 0.2 = 0.3$ s. A corrente de arranque para este nível é mantida igual à saída MT, ou seja, $2 \times I_n$.

$I>>>$ - Para este nível é necessário aumentar o tempo de operação do painel de saída MT em pelo menos 0.2 s e definir um tempo de operação inferior, no mesmo valor, para o OCR 3 em relação ao anterior. Assim, obtém-se assim um tempo discriminativo sempre superior a 0.2 s entre as duas proteções. Então, o tempo de atuação da saída MT terá de ser igual a 0.3 s, sendo o tempo de atuação do OCR 3 igual a $top_{OCR3(>>)} = top_{MT(>>)} - 0.2 = 0.1$ s. A corrente de arranque para este nível deve ser definida para que defeitos com correntes e quedas de tensão mais elevadas sejam eliminados rapidamente. Para isso, deve ser realizado um estudo da saída em questão para determinar a corrente de defeito trifásico franco mínima. Foi concluído, que esta corrente ocorre para defeitos no ponto de maior impedância da linha e quando a potência de defeito é mínima ($I_{cc,min}^{3f}$ na Figura 5.3). Esta corrente deve então ser utilizada como arranque deste nível de atuação, caso seja inferior aos 2000 A definidos na saída MT. Desta forma, os defeitos trifásicos com elevadas correntes e quedas de tensão serão eliminados em 0.1 s, minimizando danos quer em pessoas, quer nos equipamentos da rede, quer nos equipamentos dos clientes.

É de referir que, nas parametrizações realizadas, não é considerada a coordenação com base na corrente de arranque. Este tipo de coordenação não é aconselhável nas redes de distribuição, devido às grandes variações de corrente verificadas. Estas variações ocorrem devido à constante modificação dos parâmetros da rede a montante (potência de curto-circuito e X/R) e só tem tendência a aumentar, com a crescente introdução de produção dispersa, quer na rede de alta tensão (a montante), quer na própria rede de média tensão (ver Secção 4.2.5).

Na Tabela 5.1 estão resumidas todas as considerações efetuadas acima, enquanto na Figura 5.4 estão apresentados gráficos tempo-corrente das mesmas.

Tabela 5.1. Parametrizações a realizar na proteção MIF para coordenação entre o OCR 3 e o painel de saída MT.

	<i>Corrente de Operação</i>	<i>Top (s)</i>
$I>(MT)$	$1.4I_n$	1
$I>(OCR\ 3)$	$1.4I_n$	0.8
$I>>(MT)$	$2I_n$	0.5
$I>>(OCR\ 3)$	$2I_n$	0.3
$I>>>(MT)$	2000 A	0.3
$I>>>(OCR\ 3)$	Min (2000 A, $I_{cc,min}^{3f}$)	0.1

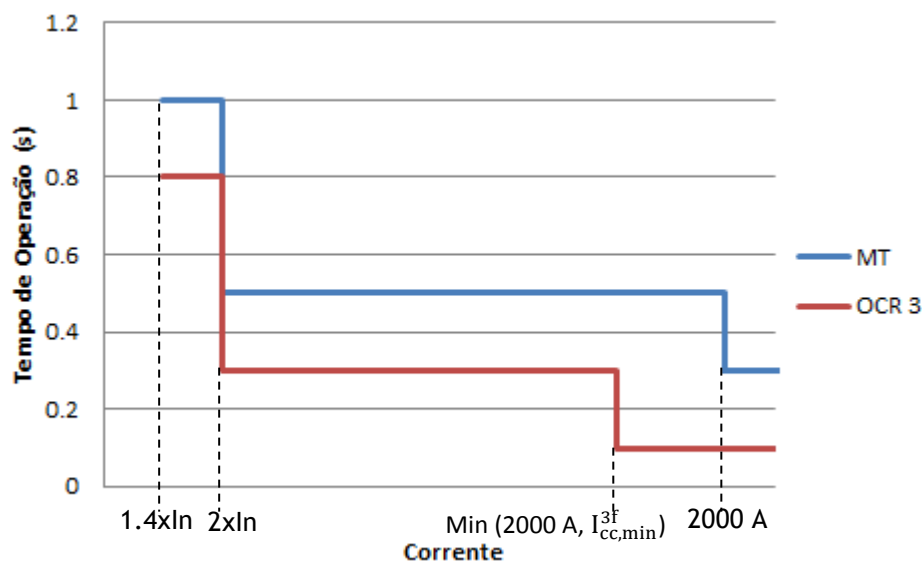


Figura 5.4. Gráficos tempo-corrente dos níveis de operação do painel de saída MT e do OCR 3.

ii. Coordenação de vários OCR 3 em série

As parametrizações da função de proteção MIF descritas atrás, preveem apenas um OCR 3 numa linha MT. No caso de ser instalado mais do que um OCR 3 numa linha, para que exista coordenação entre cada um deles e a função de proteção MIF presente na saída MT, sempre que for adicionado um OCR 3 a jusante, têm necessariamente de ser aumentados os tempos de atuação dos dispositivos mais a montante, para que exista uma discriminação temporal entre todos de pelo menos 0.2 s. As correntes de arranque podem ser mantidas. À medida que vão sendo aumentados os tempos de atuação dos vários níveis de atuação, também vão sendo extintos os níveis com tempos de atuações mais reduzidos, à medida que estes vão igualando os níveis com tempos de atuação superiores e inferiores correntes de arranque. Refira-se que o tempo de atuação máxima da proteção de saída MT é de 1 s para que esta se coordene com a proteção MIF do transformador AT/MT presente na subestação (ver Secção 3.2.1). No limite, poderão ser colocados quatro OCR 3 em série apenas com o escalão de proteção $I >$ com uma corrente de arranque de $1.4 \times I_n$ e tempos de atuação descritos na Figura 5.5. Para esta corrente de arranque, não deve existir atuação instantânea, devido à coordenação entre os dispositivos de proteção presentes na rede MT e os fusíveis de proteção dos transformadores MT/BT dos postos de transformação.

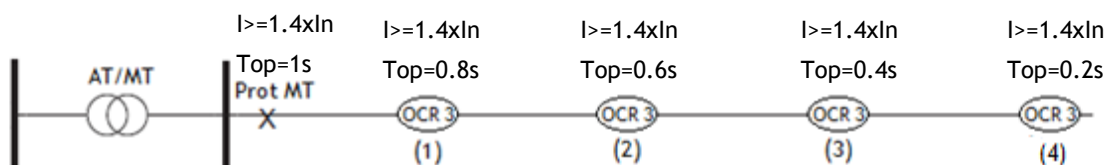


Figura 5.5. Correntes e tempos de operação para colocação de quatro OCR 3 em série.

Com o aumento do número de OCR 3 em série, verifica-se o aparecimento dos seguintes problemas:

- Aumento progressivo do tempo de atuação, à medida que se vão considerando os dispositivos mais próximos do barramento MT. No caso limite da Figura 5.5, o tempo de atuação do painel de saída MT é de 1 s, qualquer que seja a corrente de defeito.

Como é na zona de proteção do painel MT que a corrente de defeito irá ser a mais elevada, não é aconselhável que o tempo de atuação seja tão elevado, porque irá expor o sistema a tensões e correntes de defeito extremas durante um grande intervalo de tempo. Por outro lado, o OCR 3 mais a jusante na linha, que tem de detetar correntes de defeito mais reduzidas, apresentando um tempo de atuação muito mais reduzido, à volta de 0.2 s.

- ii. Limitação ao número de OCR 3 em série introduzidos numa linha. Com a utilização de uma proteção MIF de tempo definido nos OCR 3 e definindo um tempo discriminativo entre proteções de 0.2 s, apenas se podem colocar em série 4 OCR 3.

Assim, a instalação de vários OCR 3 em série deve ser realizada com o devido cuidado.

5.1.2. Proteções para Defeitos à Terra

Os regimes de neutro mais utilizados em Portugal são neutro isolado e neutro ligado à terra através de uma impedância limitadora de corrente [33]. A corrente para defeitos entre uma fase e a terra para regime de neutro isolado, é definida pela capacidade à terra de todas as saídas da subestação, pois não existe qualquer ligação do neutro à terra. O módulo da corrente pode ser aproximadamente calculado pela seguinte expressão:

$$I_{cc}^{f-t} = 3\omega C_{rede} [p.u.] \quad , \quad (5.3)$$

Em que:

- ω - É a frequência fundamental da rede em rad/s ($2\pi f$ em Hz);
- C_{rede} - É a capacidade de todas as linhas e cabos das saídas da subestação, que irão contribuir para a corrente de defeito em p.u..

Pela Equação 5.3 nota-se que a corrente de defeito não irá depender do ponto onde se dá o defeito, nem da impedância da rede a AT a montante. Deste modo, a corrente neste tipo de defeitos mantém-se sensivelmente constante.

Para regimes de neutro ligado à terra através de uma impedância, o módulo da corrente de defeito é calculada da seguinte forma:

$$|I_{cc}^{f-t}| = \left| \frac{3U}{2(Z_{rede} + Z_{trans} + Z_{linha}) + (Z_{trans0} + Z_{linha0}) + 3R_{def} + 3Z_n} \right| [p.u.] \quad , \quad (5.4)$$

Em que (ver Figura 5.2):

- I_{cc}^{f-t} - Corrente de defeito fase-terra numa rede de distribuição;
- U - Tensão nominal na rede antes do defeito em p.u.;
- Z_{rede} - Impedância equivalente da rede de alta tensão a jusante em p.u.;
- Z_{trans} - Impedância do transformador AT/MT presente na subestação em p.u.;
- Z_{trans0} - Impedância homopolar do transformador AT/MT presente na subestação em p.u.;
- Z_{linha} - Impedância da linha até ao ponto de defeito em p.u.;
- Z_{linha0} - Impedância homopolar da linha até ao ponto de defeito em p.u.;
- R_{def} - Resistência de defeito em p.u.;

- Z_n - Impedância de neutro em p.u..

A impedância da linha verificada até ao ponto de defeito depende do ponto de ocorrência do mesmo. Também a impedância da rede varia de forma igual ao descrito na situação de defeitos entre fases. No entanto, neste caso, existe a introdução de mais um valor constante que é a impedância de neutro (Z_n). Este valor tem um valor relativamente elevado em redes aéreas, pois a corrente máxima de defeito deve ser limitada a 300 A.

Considerando, como exemplo, que Z_{linha} de uma saída de uma subestação varia de $0 + j0$ a $1 + j1$, sendo que o valor 0 representa a impedância da linha imediatamente à saída da subestação e $1 + j1$ a impedância no final da linha. A impedância da rede a montante, Z_{rede} , desta linha varia entre 0.1 e 1, sendo que 0.1 representa as alturas em que se verifica maior potência de curto-circuito e 1 as alturas em que se verifica a menor potência. O fator X/R da rede AT é de 10. R_{def} é nulo (defeitos francos) e Z_{trans} , como representa a impedância do transformador, é constante e toma o valor de $j0.1$. Todos os valores homopolares são 2.5 vezes maiores que os valores diretos e inversos. A impedância de neutro Z_n é uma reatância e toma o valor de $j3$. Todas as impedâncias descritas acima estão em valores relativos da impedância da linha. Considerando um OCR 3 colocado a meio da linha (ver Figura 5.2), a variação da corrente de defeito trifásico simétrico vista pelo OCR 3, tendo em conta variação das impedâncias Z_{linha} e Z_{rede} , é apresentada na Figura 5.6.

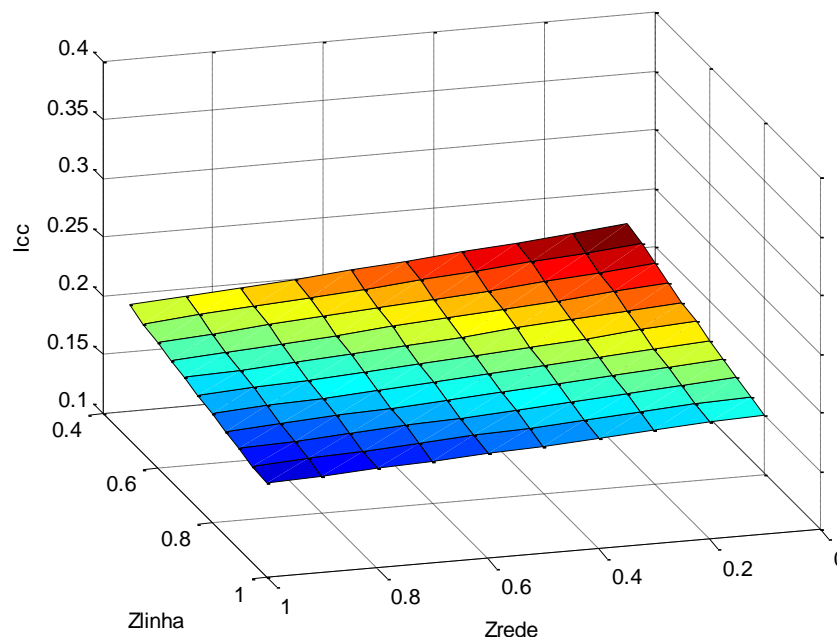


Figura 5.6. Variação da corrente vista por um OCR 3 na ocorrência de um defeito fase-terra, numa rede com neutro ligado à terra através de uma impedância.

Pela análise da Figura 5.6 nota-se que, tal como no caso de defeitos entre fases, a corrente de defeito é tanto maior, quanto mais perto o defeito ocorrer do OCR 3 (menor Z_{linha}) e quanto maior for a potência de curto-circuito (menor Z_{rede}). No entanto, neste caso, nota-se apenas uma pequena variação da corrente. Este facto pode ser explicado pela influência da impedância de neutro, que, devido ao seu relativamente elevado valor, faz com que as restantes impedâncias não tenham um grande peso na corrente de defeito resultante. Pode-se então concluir que a corrente de defeito, para regimes de neutro ligado à terra

através de uma impedância, não dependem decisivamente das impedâncias da linha e da rede de AT a montante.

Depois de serem analisadas as correntes de defeito à terra, vistas pelo OCR 3, é necessário definir as proteções presentes neste e as respetivas parametrizações.

i. Proteções Presentes no OCR 3

Os OCR 3, para se coordenarem com o painel MT da subestação, necessitam de atuar sempre primeiro para todos os defeitos à terra, que ocorram a jusante. Os OCR 3, como têm TI e TT podem ter todas as funções descritas o painel MT, incluindo a direccionalidade [25]. Como foi referido atrás os defeitos de uma fase à terra dependem pouco das condições da rede a montante e do ponto onde ocorre o defeito. Por isso, as correntes de arranque das proteções não dependem, neste caso, das correntes de defeito verificadas na linha onde o OCR 3 é instalado.

PTR - No painel de saída MT esta função de proteção é parametrizada segundo uma curva de tempo inverso (ver Secção 3.1.4). Esta curva é utilizada para coordenar a saída onde ocorre um defeito à terra muito resistivo com as saídas sãs que, no momento do defeito, são percorridas por correntes capacitivas. A coordenação é realizada partindo do pressuposto que a corrente de curto-circuito, na saída com defeito, é superior às correntes em cada uma das saídas sãs. Considerando uma subestação com duas saídas, ocorrendo um defeito muito resistivo na saída 2, a corrente vista por cada uma das proteções $I_{PTR,1}$ e $I_{PTR,2}$ é a seguinte:

$$I_{PTR,1} = I_{cap,1} \quad , \quad (5.5)$$

$$I_{PTR,2} = I_{cap,1} + I_{def} \quad , \quad (5.6)$$

Sendo $I_{cap,1}$ e I_{def} as correntes capacitiva na linha sã e a de defeito, respetivamente. Considerando que são utilizadas as mesmas curvas de tempo-inverso (f) em ambos os painéis de saída das linhas, podem-se definir os tempos de operação da PTR (t_{op}), da seguinte forma:

$$t_{op,1} = f(I_{cap,1}) \quad , \quad (5.7)$$

$$t_{op,2} = f(I_{cap,1} + I_{def}) \quad , \quad (5.8)$$

Sabendo que a função de tempo inverso é inversamente proporcional à corrente ($f = 1/I$), pode-se dizer que:

$$t_{op,1} > t_{op,2} \quad , \quad (5.9)$$

A instalação de um OCR 3 na saída 1 (sem defeito), iria implicar que a função de tempo inverso utilizada no mesmo tivesse uma atuação mais rápida, por redução do tempo multiplicativo da curva, por forma a garantir a coordenação entre o OCR 3 e a saída MT na mesma linha. Neste caso, já não seria possível garantir que o tempo de operação do OCR 3 é superior ao tempo de operação da saída onde ocorre o defeito. Tal ocorre, porque existem duas curvas de tempo inverso com diferentes parametrizações, sendo a do OCR 3 necessariamente mais rápida (f_{OCR3}) que a dos painéis MT.

Na Figura 5.7 está exemplificado o problema que poderá ocorrer, considerando as mesmas duas saídas. Nas curvas da PTR das saídas MT é utilizada a curva descrita na Secção 3.1.4 e no OCR 3 é utilizada também a mesma curva, mas com um tempo multiplicativo de 0.2, para que este se coordene com a proteção do painel da saída em que está inserido. Considera-se que circula uma corrente capacitiva na linha sã na ordem dos 3.3 A. A análise da

figura revela que o OCR 3 pode atuar mais rapidamente que a proteção da saída onde ocorre o defeito, devido à corrente capacitiva da linha, algo que não pode acontecer.

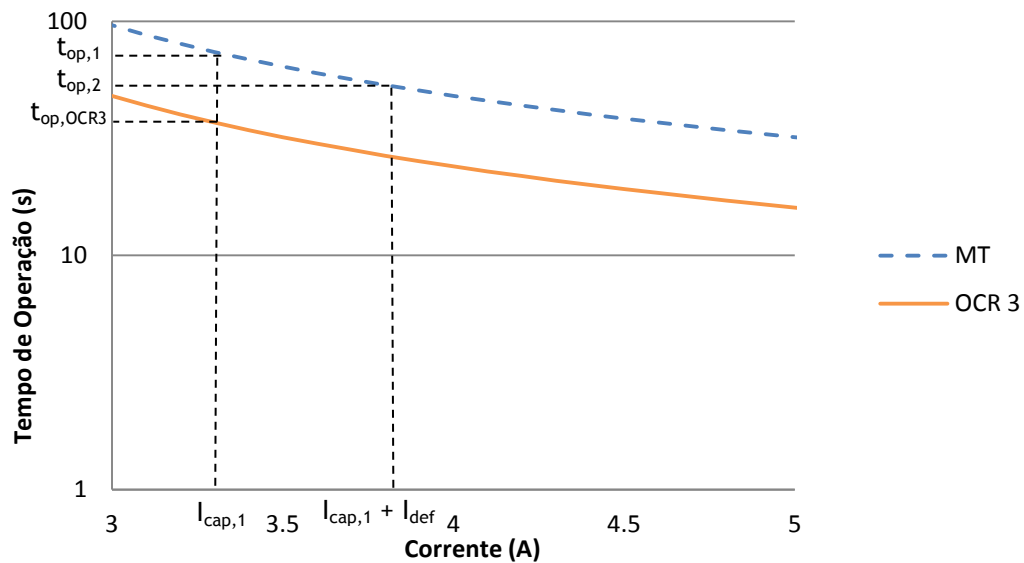


Figura 5.7. Demonstração dos tempos de operação caso o OCR 3 tivesse a função PTR.

Conclui-se assim, que a seletividade entre o OCR 3 e as proteções dos painéis de saída das restantes linhas da rede, não se consegue atingir para todos os casos. Por isso, esta proteção não pode ser utilizada. Em sua substituição será utilizada a proteção MIHD, tratada no próximo ponto.

MIHD - Devido à não utilização da função PTR a MIHD tem de ter dois níveis de atuação. O primeiro para substituir a PTR ($I_{0>}$) e o segundo semelhante ao já utilizado no painel de saída MT ($I_{0>>}$).

Para o nível $I_{0>}$ a corrente de arranque será igual à utilizada na PTR, por forma a garantir a mesma sensibilidade, ou seja, 2 A. O tempo de atuação terá de ser inferior ao tempo mínimo verificado na PTR da saída MT. Na Secção 3.1.4 referiu-se que o tempo mínimo de atuação desta proteção é de 1.23 s no painel MT. Assim, o tempo de atuação do nível $I_{0>}$ no OCR 3 será de 1s, garantindo-se um tempo discriminativo de 0.23 s.

Para o nível $I_{0>>}$ é necessário proceder à diminuição do tempo de atuação do OCR 3 em 0.2 s, em relação ao tempo presente no painel MT. Assim, $top_{I_{0>>}}(OCR\ 3) = top_{MIHD}(MT) - 0.2 = 0.3$ s. Os restantes parâmetros podem ser definidos de forma semelhante ao painel MT.

As parametrizações da direccionalidade podem ser iguais ao utilizado no painel MT, porque estas estão de acordo com os erros máximos quer das proteções, quer dos transformadores de tensão segundo a norma CEI 60044-2 [51].

Um resumo das parametrizações a efetuar no OCR 3 está representado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2. Parametrizações da função MIHD presente no OCR 3.

<i>Tipo de neutro</i>	<i>Reatância</i>	<i>Resistência</i>	<i>Neutro isolado</i>
$U_n \text{ min}^9$	$2\%U_n/\sqrt{3}$	$2\%U_n/\sqrt{3}$	$5\%U_n/\sqrt{3}$
α	10°	15°	90°
Corrente de Arranque, $I_{0>}$ (A)	2	2	2
Corrente de Arranque, $I_{0>>}$ (A)	40	40	2
Tempo de operação, $I_{0>}$ (s)	1	1	0.3
Tempo de operação, $I_{0>>}$ (s)	0.3	0.3	0.3

MIH - Esta função está parametrizada no painel MT com uma temporização de 0.15 s. Assim, não é possível obter um tempo discriminativo de 0.2 s entre as duas proteções. A coordenação com base na corrente de arranque das proteções também não é possível de realizar, devido à reduzida diferença entre as intensidades de corrente máximas, verificadas ao longo da linha, principalmente para os casos com neutro ligado à terra através de uma impedância. A única solução para este caso, será aumentar o tempo de atuação do painel MT para esta função dos 0.15 s habituais, para 0.35 s. Desta forma, no OCR 3, a função pode ser parametrizada para atuar em 0.15 s, garantindo-se o tempo discriminativo de 0.2 s. Na Tabela 5.3 estão resumidas tanto as alterações a efetuar no painel MT, como as parametrizações a efetuar no OCR 3.

Tabela 5.3. Parametrizações para a função MIH no painel de saída MT e no OCR 3.

	<i>Corrente de Operação (A)</i>	<i>Top (s)</i>
MT	90	0.35
OCR 3	90	0.15

Na Figura 5.8 estão apresentadas todas as funções de proteção do painel MT e do OCR 3, representadas num gráfico de tempo-corrente.

⁹ É necessário garantir que a proteção só atua para uma tensão homopolar mínima, para garantir que não se verificam disparos intempestivos devido a erros nos transformadores de medida e nos próprios relés [51].

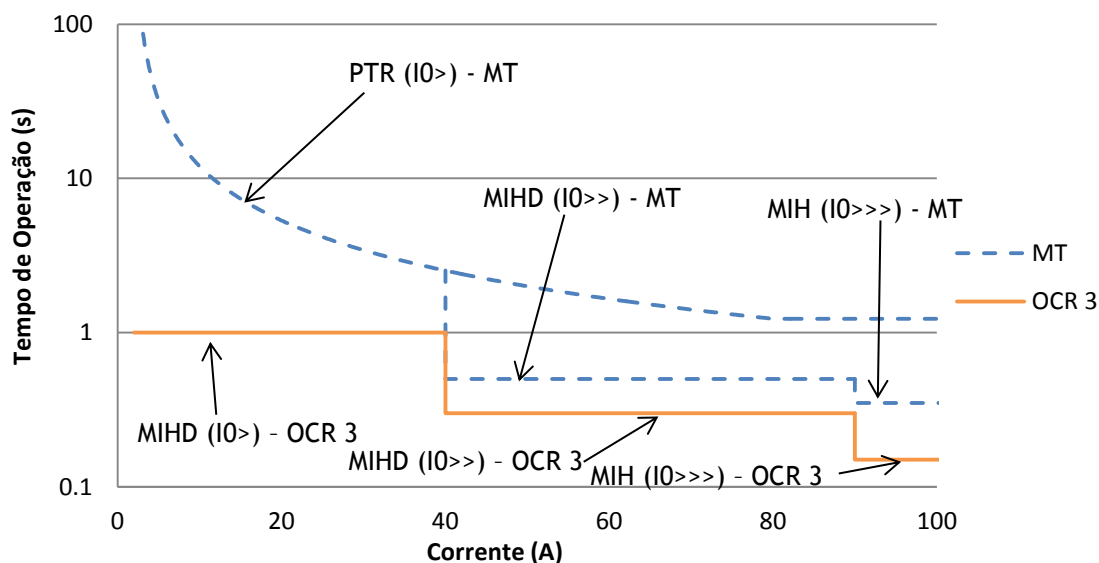


Figura 5.8. Gráfico tempo-corrente para as proteções para defeitos à terra para o painel de saída MT e para o OCR 3.

ii. Coordenação de vários OCR 3 em série

Tal como no caso da proteção MIF, também aqui será necessário aumentar o tempo de atuação de cada uma das proteções, mantendo as correntes de arranque. No caso das proteções MIHD e MIH, é necessário garantir um tempo discriminativo de 0.2 s entre cada um dos dispositivos. No caso limite de serem colocados quatro OCR 3 em série (valor máximo limitado pela proteção MIF da saída MT, ver Secção 5.1) as proteções MIHD e MIH da saída MT têm de ser temporizadas para uma atuação de 1 s e os OCR 3 para atuações de 0.8 s, 0.6 s, 0.4 s e 0.2 s de montante para jusante. As parametrizações de direccionalidade podem ser mantidas tal como estão descritas na Tabela 5.2.

Também neste caso, o problema de aumento do tempo de atuação das proteções mais a montante se verifica. Neste caso, e como se tratam de proteções entre fase e terra, o problema de proteção de pessoas é especialmente importante. É então essencial ter em conta este aspeto, antes da instalação de vários OCR 3 em série.

5.2. Linha Aérea em Anel Aberto

As linhas aéreas com uma topologia em anel aberto, embora sejam exploradas de forma radial, estão ligadas a, pelo menos, duas subestações AT/MT e são abertas num ponto intermédio (ver Figura 5.9). Em caso de defeito ou da necessidade de realização de manutenção da linha, esta pode ser reconfigurada, minimizando o número de clientes que ficam sem alimentação elétrica. Este tipo de linhas aumenta consideravelmente a continuidade de serviço, em relação às linhas puramente radiais. Por outro lado, a introdução de OCR 3 em linhas deste tipo, implica que se realizem uma série de considerações, porque estes têm de estar preparados para detetar correntes de defeito em ambos os sentidos. Nesta secção, serão tratadas as modificações a serem realizadas nas parametrizações descritas nas Secções 5.1 e 5.2, para que o OCR 3 seja introduzido com sucesso em linhas em anel aberto.

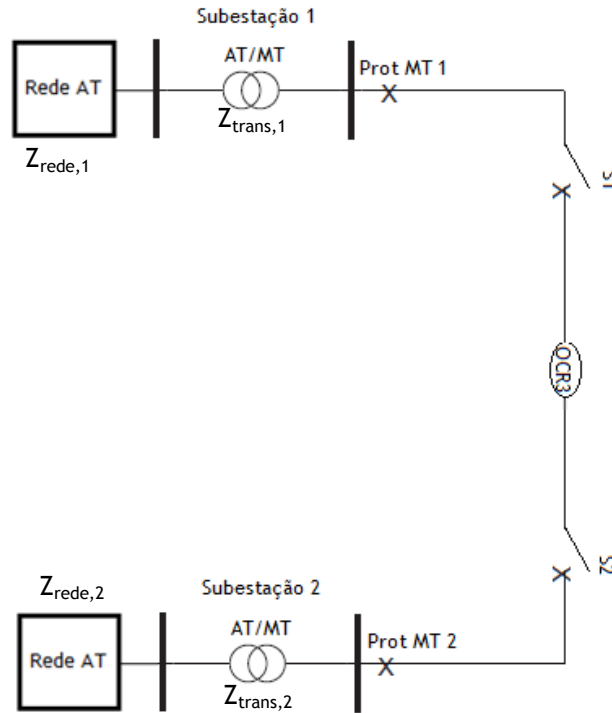


Figura 5.9. Topologia de uma linha aérea MT em anel aberto, com instalação de um OCR 3.

5.2.1. Proteções para Defeitos Entre Fases

A corrente de defeito vista pelo OCR 3 para o caso de um defeito trifásico, vai depender da subestação a que este está ligado no momento do defeito e do local onde ocorre o defeito. Considerando o exemplo da Figura 5.9, em que S1 e S2 são dispositivos de seccionamento da linha, podem-se definir as seguintes expressões para as correntes de defeito vistas pelo OCR 3 (ver Anexo B):

$$\begin{cases} I_{cc}^{3f} = \frac{U}{Z_{rede,1} + Z_{trans,1} + Z_{linha} + R_{def}} [p.u.], & \text{se } S2 \text{ ou } Prot MT 2 \text{ abertos} \\ I_{cc}^{3f} = \frac{U}{Z_{rede,2} + Z_{trans,2} + Z_{linha} + R_{def}} [p.u.], & \text{se } S1 \text{ ou } Prot MT 1 \text{ abertos} \end{cases}, \quad (5.10)$$

Em que (ver figura 9):

- I_{cc}^{3f} - Corrente de defeito trifásico numa rede de distribuição;
- U - Tensão nominal na rede antes do defeito em p.u.;
- $Z_{rede,1}$ - Impedância equivalente da rede de alta tensão a jusante da subestação 1 em p.u.;
- $Z_{trans,1}$ - Impedância do transformador AT/MT presente na subestação 1 em p.u.;
- $Z_{rede,2}$ - Impedância equivalente da rede de alta tensão a jusante da subestação 2 em p.u.;
- $Z_{trans,2}$ - Impedância do transformador AT/MT presente na subestação 2 em p.u.;
- Z_{linha} - Impedância da linha até ao ponto de defeito em p.u.;
- R_{def} - Resistência de defeito em p.u..

Pela Equação 5.10 nota-se que, a corrente de defeito, varia não só com a distância do defeito ao OCR 3, mas também com a subestação que está a alimentar o defeito. Assim, para efetuar uma correta parametrização da proteção presente no OCR 3 é necessário considerar a ocorrência de defeitos com todas as configurações da rede possíveis.

Considerando como exemplo a rede da Figura 5.9 e definindo que o OCR 3 está instalado a 50%, S1 a 25% e S2 a 75% da linha (considerando o início da linha na subestação 1 e o fim da mesma na subestação 2), podem-se definir as correntes vistas pelo OCR 3 para cada configuração da rede. Para realizar essa análise, considera-se que Z_{linha} varia de 0 a 1, sendo que o valor 0 representa a impedância da linha imediatamente à saída da subestação e 1 a impedância total da linha. A impedância da rede a montante das subestações varia entre 0.1 e 1 para Z_{rede1} e entre 0.5 e 1.5 para Z_{rede2} . R_{def} é nulo (defeitos francos) e Z_{trans} , como representa a impedância do transformador, é constante e toma o valor de 0.1 para ambas as subestações. Todas as impedâncias descritas acima estão em valores relativos da impedância da linha. Na figura 5.10 estão apresentados os resultados obtidos.

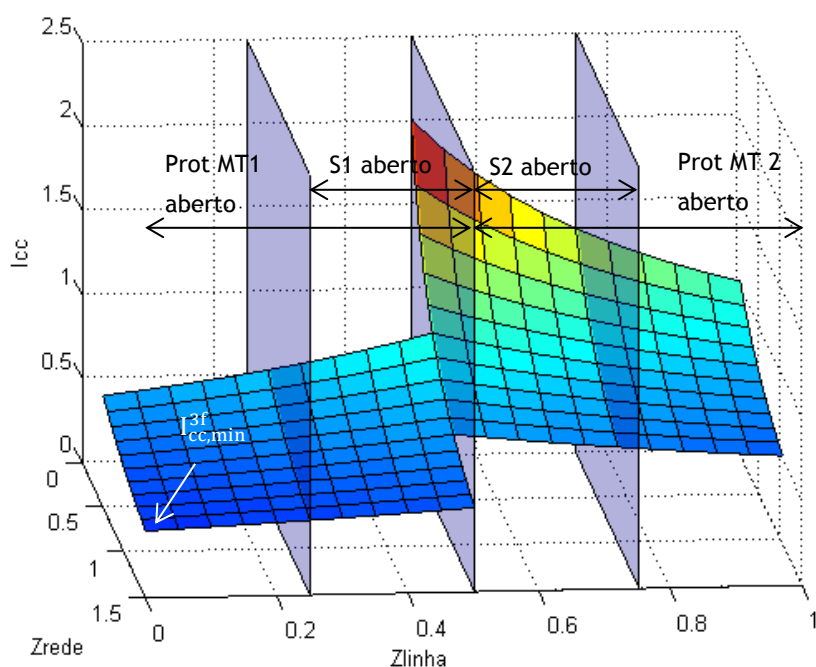


Figura 5.10. Variação da corrente de defeito entre fases vista pelo OCR 3, numa rede em anel aberto.

A análise da Figura 5.10 revela que as correntes de defeito trifásico franco, que o OCR 3 vê, dependem da configuração da rede. A corrente máxima, que corresponde a defeitos imediatamente a jusante do OCR 3, ocorre quando a impedância até ao OCR 3 é menor (menor Z_{rede} e menor Z_{linha}). Como neste caso o OCR 3 está instalado a meio da linha, o pior caso ocorre quando o defeito é alimentado pela subestação com maior potência de curto-circuito (menor Z_{rede}), ou seja a subestação 1 (casos com S2 ou prot MT 2 abertos). A corrente mínima de defeito ocorre no final da linha e por isso, depende do ponto onde a linha está aberta. Nota-se que quanto maior o comprimento de linha ligada a jusante do OCR 3, mais reduzida a corrente de defeito mínima. Para além deste fator, a corrente mínima também é influenciada pela potência de curto-circuito da subestação que alimenta o defeito, ou seja, quanto menor a potência (maior Z_{rede}) menor será a corrente de defeito. Assim, conclui-se que a menor corrente de defeito trifásico franco que o OCR 3 tem de detetar, corresponde ao caso em que o defeito é alimentado pela subestação com menor potência e a linha é aberta

na subestação oposta. No entanto, é necessário efetuar sempre um estudo, neste tipo de redes, para verificar qual a corrente mínima, visto que a mesma saída pode ter diferentes impedâncias e derivações.

i. Proteções Presentes no OCR 3

Para que o OCR 3 detete corretamente os defeitos que ocorrem na rede é necessário ter em consideração as especificidades das redes em anel aberto. Dos três níveis de atuação da proteção MIF ($I>$, $I>>$ e $I>>>$), apenas a corrente de arranque do nível $I>>>$ tem de ser alterada. Os restantes níveis dependem da corrente máxima admitida na linha e têm, por isso, de permanecer inalterados. Os tempos de atuação dos diversos níveis podem também permanecer inalterados, em relação ao definido na Secção 5.1.1, considerando que ambas as subestações são parametrizadas da mesma forma. Se tal não acontecer os tempos de atuação têm de estar de acordo com as considerações realizadas na Secção 5.1.1, para a subestação com menor tempo de atuação.

As alterações a realizar na corrente de arranque do nível $I>>>$ do OCR 3 têm de estar de acordo com as conclusões tiradas na análise da Figura 5.10. Assim, o valor $I_{cc,min}^{3f}$ tem de ser escolhido, considerando que o defeito é alimentado pela subestação com menor potência de curto-circuito mínimo e ocorre no ponto onde a impedância da linha é maior, com a linha aberta na subestação oposta (ver Figura 5.10). Desta forma, seja qual for a configuração da rede, o nível $I>>>$ (que corresponde ao menor tempo de atuação) irá atuar para defeitos trifásicos francos em todo o comprimento da linha, diminuindo os efeitos nefastos das grandes quedas de tensão associados a este tipo de defeitos.

ii. Coordenação de vários OCR 3 em série

Nas redes em anel aberto, a coordenação de vários OCR 3 em série é realizada fazendo as mesmas considerações descritas na Secção 5.1.1. No entanto, os OCR 3 necessitam, nestes casos, de se coordenar em ambos os sentidos de corrente. Ou seja, uma rede com vários OCR 3 instalados o OCR 3 mais próximo de uma subestação pode ser o dispositivo mais a montante, ou o dispositivo mais a jusante, consoante a configuração da rede e consequente sentido da corrente.

O problema descrito no parágrafo anterior pode ser resolvido pela utilização de uma função de direccionalidade. Esta função direccional irá ativar um grupo de proteção MIF quando deteta corrente num determinado sentido e um outro grupo de proteção MIF quando deteta corrente no sentido oposto. Desta forma, é possível coordenar os OCR 3 colocados em série numa linha em anel aberto. Considerando, como exemplo, que existem numa linha o número máximo de quatro OCR 3 em série, as parametrizações realizadas terão de estar em ordem ao referido nas Secções 5.1.1.i e 5.3.1.i, mas para cada um dos sentidos. Na Figura 5.11 está descrito o esquema de proteção proposto para os quatro OCR 3 em série numa linha aérea em anel aberto.

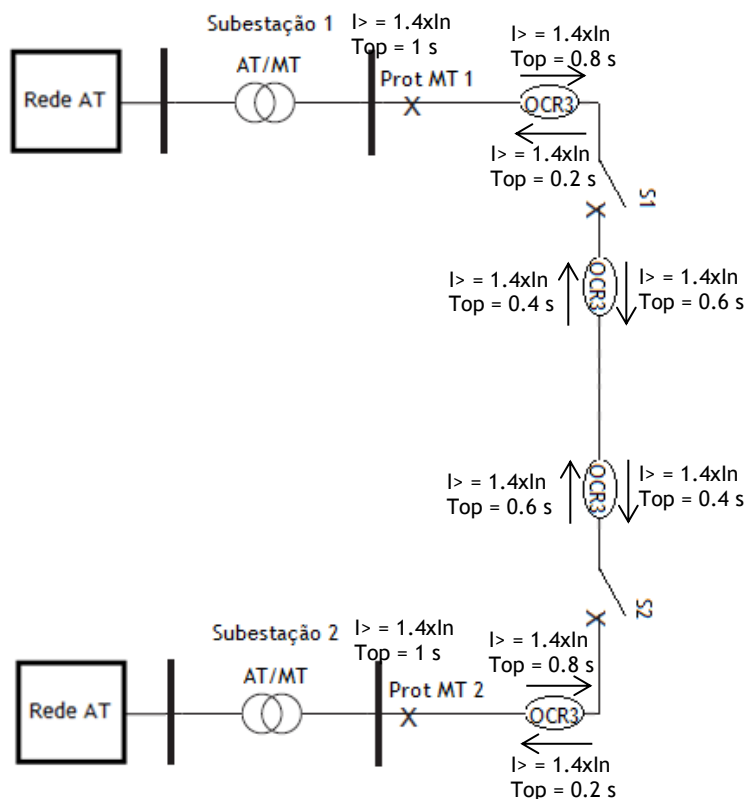


Figura 5.11. Exemplo de coordenação de 4 OCR 3 em série, numa linha em anel aberto.

Os problemas da colocação de vários OCR 3 em série continuam presentes neste caso. Ou seja, o número máximo de OCR 3 colocados em série é limitado e o tempo de atuação para os dispositivos mais próximos da subestação é relativamente elevado.

5.2.2. Proteções para Defeitos à Terra

Na Secção 5.1.2 provou-se que, a corrente de defeito para defeitos entre uma fase e a terra, para os regimes de neutro habitualmente utilizados em Portugal, depende muito pouco da potência de curto-circuito da rede AT a montante e da localização do defeito. Por isso, também neste caso a corrente de defeito não sofrerá grandes alterações com a modificação destes parâmetros.

i. Proteções Presentes no OCR 3

As proteções presentes num OCR 3 numa rede radial são:

- MIHD - Máximo de Intensidade Homopolar Direcional;
- MIH - Máximo de Intensidade Homopolar.

A proteção MIH pode-se coordenar corretamente com as duas subestações, utilizando as mesmas parametrizações definidas para o caso radial, partindo do princípio que ambas as subestações da linha têm parametrizações semelhantes. Caso não aconteça, deve ser utilizada, para coordenação, a subestação com menores tempos de atuação, utilizando os mesmos pressupostos de coordenação vistos na Secção 5.1.2.

Por outro lado, a função de proteção MIHD apenas permite que a proteção atue num sentido de corrente, o que, para o caso de redes em anel aberto, não pode ocorrer. Para

permitir a atuação em ambos os sentidos, a proteção MIH não pode ser direcional. Para isso, é necessário aumentar a corrente de arranque desta função para um valor superior à corrente capacitiva na linha, de modo a prevenir disparos intempestivos provocados por defeitos à terra em linhas adjacentes. Assim, a função MIH terá três níveis de atuação ($I_{0>}$, $I_{0>>}$ e $I_{0>>>}$) com as seguintes características:

$I_{0>}$ - A corrente de arranque terá de ser superior à corrente capacitiva da linha a jusante, para evitar disparos intempestivos, devido a defeitos à terra em linhas adjacentes da subestação. Em Portugal, considera-se que o majorante para as correntes capacitivas numa linha aérea de média tensão a 15 kV, como sendo de 4,5A/100km [51]. Considerando que uma linha aérea raramente tem mais de algumas dezenas de quilómetros, pode-se definir, com segurança, a corrente de arranque de 5 A para esta função. Para linhas de média tensão especialmente longas é necessário aumentar este valor utilizando a seguinte expressão:

$$I_{0>} \geq I_{cap} \times k \quad , \quad (5.11)$$

Sendo I_{cap} a corrente capacitiva da linha em questão e k um fator de segurança que deve ser superior a 1.4. O tempo de operação deste nível poderá ser igual ao definido na Secção 5.1.2, ou seja, 1 s.

$I_{0>>}$ - Podem ser mantidos o tempo de operação e a corrente de arranque do nível $I_{0>>}$ da proteção MIHD para o caso da rede radial, definidos na Tabela 5.2.

$I_{0>>>}$ - Podem ser mantidos o tempo de operação e a corrente de arranque da proteção MIH para o caso da rede radial, definidos na Tabela 5.3.

Na Tabela 5.4 estão resumidas as parametrizações descritas atrás.

Tabela 5.4. Parametrizações para a proteção MIH do OCR 3 em linhas em anel aberto.

Nível	$I_{0>}$	$I_{0>>}$	$I_{0>>>}$
Corrente de arranque (A)	5	40	90
Tempo de atuação (s)	1	0.3	0.15

Neste caso é perdida sensibilidade, porque a corrente de arranque é elevada de 2 para 5 A. Este problema tem especial importância nos regimes de neutro isolado em subestações com poucas saídas, em que as correntes de defeito à terra são muito reduzidas, podendo não atingir o valor de arranque da proteção. Assim, para defeitos com intensidade de corrente inferior a 5 A será a proteção de saída da linha MT a atuar.

ii. Coordenação de vários OCR 3 em série

A instalação de vários OCR 3 em série numa linha em anel aberto implica que a função MIH possua direccionalidade. No entanto, neste caso, a direccionalidade irá ser utilizada para serem definidos dois grupos de parametrizações. Um deles será utilizado para atuação quando a corrente flui num sentido e outro é utilizado no sentido oposto, consoante a configuração da rede. As parametrizações da direccionalidade para este caso poderão ser as descritas na Tabela 5.2. As parametrizações da MIH, terão de ser realizadas de forma a garantir um tempo discriminativo entre dois dispositivos de proteção adjacentes de pelo menos 0.2 s, para cada um dos sentidos, em cada um dos níveis de proteção.

No limite de serem instalados quatro OCR 3 em série (ver Figura 5.11), o pannel MT, para além da função PTR, tem de ter as restantes funções (MIHD e MIH) parametrizadas para 1 s. Os OCR 3 apenas poderão ter dois níveis de atuação, o $I_{0>}$ e o $I_{0>>}$, com os seguintes tempos

de atuação do dispositivo mais a montante para o dispositivo mais a jusante: 1 s, 0.8 s, 0.6 s, 0.4 s para o nível I0> e 0.8 s, 0.6 s, 0.4 s e 0.2 s para o nível I0>>. Estas parametrizações terão de ser realizadas para cada um dos sentidos, tal como foi realizado para a função MIF (ver Figura 5.11).

5.3. Automatismo de Religação

Tal como a saída de MT (ver Secção 3.1.10), também os OCR 3 devem ser equipados com um automatismo de religação que permita fazer o despiste de defeitos fugitivos e semipermanentes. Este automatismo permite diminuir o tempo em que a linha fica fora de serviço, permitindo que os arcos elétricos se extinguam por meio da abertura do OCR 3 e posterior reposição de serviço automática pelo fecho do mesmo.

Pode ser utilizada uma de duas sequências de religação:

- Presença de um equipamento programado com um automatismo V-T a jusante - Uma religação rápida de 300 ms, uma religação lenta de 15 s e outra religação lenta de 30 s;
- Não existe nenhum equipamento com automatismo V-T a jusante - Uma religação rápida de 300 ms e uma religação lenta de 15 s.

Após ser efetuada uma religação, o disparo do OCR 3 é realizado pelas funções de proteção correspondentes ao tipo de defeito que ocorreu, até que se esgote o número máximo de religações e o OCR 3 fique permanentemente aberto. O automatismo de religação deve ser desencadeado, no OCR 3, pelas seguintes ações das funções de proteção (tal como acontece no painel MT, ver Secção 3.1.10):

- Arranque do nível de atuação I>> da proteção MIF;
- Arranque das proteções MIHd e MIH;
- Disparo do OCR 3 devido à atuação da proteção PTR.

5.4. Linha com Produção Dispersa

A existência de produção dispersa (PD) numa rede MT apresenta vários problemas ao normal funcionamento das proteções presentes na rede de média tensão. Assim, é necessário verificar os problemas que estes introduzem nos OCR 3 e eventuais resoluções dos mesmos. Por outro lado, os OCR 3 podem também ser utilizados como uma resolução dos problemas que a presença de produção dispersa introduz na rede. Para considerar o pior caso possível, neste trabalho será sempre considerado o cenário B para parametrização das proteções de interligação da produção dispersa à rede, porque neste caso as proteções de interligação são temporizadas (ver Secção 3.3.7).

5.4.1. Perda de Sensibilidade

O problema de perda de sensibilidade da proteção de média tensão deve-se à menor corrente sentida pela mesma, em relação a situações sem a introdução de produção dispersa. Para agravar a situação, a corrente de defeito na linha a jusante da produção dispersa vai aumentar. Significa isto que a proteção pode atuar mais lentamente para defeitos com uma intensidade de corrente mais elevada que o habitual (sem produção dispersa). Esta perda de

sensibilidade pode também afetar os OCR 3. Como a ligação do neutro por parte da produção dispersa é estrela-triângulo com neutro isolado do lado da rede MT, apenas serão considerados defeitos entre fases, visto que a contribuição para defeitos à terra é muito reduzida por parte da produção dispersa (ver Secção 4.2.2).

i. Perda de Sensibilidade com a Variação do Ponto de Defeito

A variação do ponto de defeito irá fazer variar a perda de sensibilidade por parte de cada uma das proteções. Na Figura 5.12 está representada uma linha MT com um OCR 3 instalado e uma unidade de produção dispersa imediatamente a jusante do barramento MT.

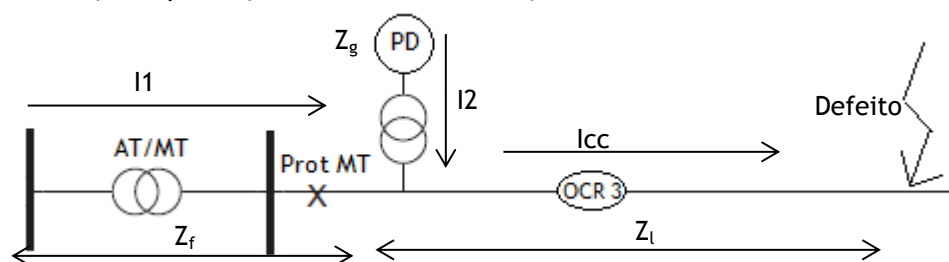


Figura 5.12. Esquema de correntes e impedância para análise de perda de sensibilidade no OCR 3 com variação do ponto de defeito.

Em que:

- I_1 - Corrente de defeito proveniente da rede de alta tensão;
- I_2 - Corrente de defeito proveniente da produção dispersa;
- I_{cc} - Corrente total de defeito;
- Z_f - Impedância equivalente da rede de montante, mais impedância do transformador;
- Z_i - Impedância da linha até ao ponto de defeito;
- Z_g - Impedância subtransitória do gerador da produção dispersa.

Neste caso o defeito será extinto não só pela proteção presente no painel de saída MT, mas também pelo OCR 3, dependendo da localização do defeito:

- Para um defeito a montante do OCR 3 será a proteção da linha de MT a atuar (ver Figura 5.13). Neste caso, a corrente medida pela proteção será a mesma definida para o caso sem OCR 3 (ver Secção 4.2.2), ou seja:

$$I_1 = \frac{U \times Z_g}{Z_g Z_i + Z_g Z_f + Z_f Z_i} \quad , \quad (5.12)$$

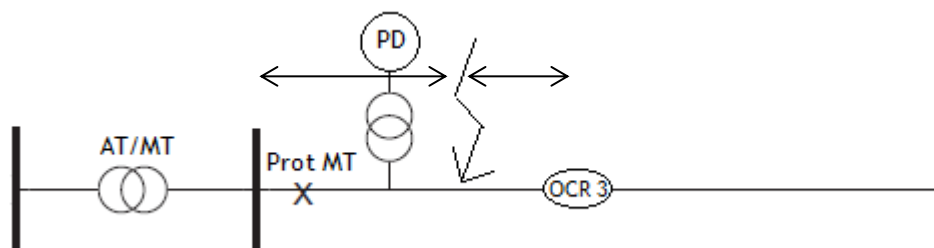


Figura 5.13. Variação do ponto de defeito entre o barramento MT e o OCR 3.

- Para um defeito a jusante do OCR 3 será ele próprio a atuar (ver Figura 5.14). Como neste caso se considera que a produção dispersa está imediatamente a jusante da proteção de MT, a corrente vista pelo OCR 3 será igual a corrente total de defeito (I_{cc}). Seguindo as expressões deduzidas no caso sem OCR 3 (ver Secção 4.2.2) na linha:

$$\left\{ \begin{array}{l} I_1 = \frac{U \times Z_g}{Z_g Z_l + Z_g Z_f + Z_f Z_l} \\ I_2 = \frac{U \times Z_f}{Z_g Z_l + Z_g Z_f + Z_f Z_l} \\ I_{cc} = I_1 + I_2 = \frac{U \times (Z_g + Z_f)}{Z_g Z_l + Z_g Z_f + Z_f Z_l} \end{array} \right. , \quad (5.13)$$

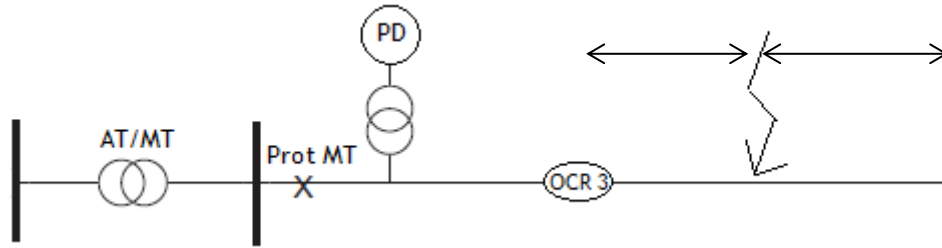


Figura 5.14. Variação do ponto de defeito entre o OCR 3 e o final da linha.

Sendo a corrente de defeito sem produção dispersa igual a:

$$I_z = \frac{U}{Z_l + Z_f} , \quad (5.14)$$

O rácio das correntes com e sem produção dispersa será:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{I_1}{I_z} = \frac{Z_g Z_f + Z_g Z_l}{Z_g Z_l + Z_g Z_f + Z_f Z_l} \\ \frac{I_{cc}}{I_z} = \frac{Z_g Z_f + Z_g Z_l + Z_l Z_f + Z_f^2}{Z_g Z_l + Z_g Z_f + Z_f Z_l} \end{array} \right. , \quad (5.15)$$

Considerando as impedâncias do gerador (Z_g) e da linha (Z_l) podem ser referidas como um fator multiplicador da impedância da fonte (Z_f) da seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} Z_g = a Z_f \\ Z_l = b Z_f \end{array} \right. , \quad (5.16)$$

Fazendo variar os fatores “a” e “b” de 0 a 2 e considerando que o OCR 3 está colocado a meio da meio da linha ($b=1$) os rácios vêm:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{I_1}{I_z} = \frac{a+ab}{a+b+ab}, \quad b < 1 \\ \frac{I_{cc}}{I_z} = \frac{a+b+ab+1}{a+b+ab}, \quad b > 1 \end{array} \right. , \quad (5.17)$$

Graficamente o sistema de equações acima está representado na Figura 5.15.

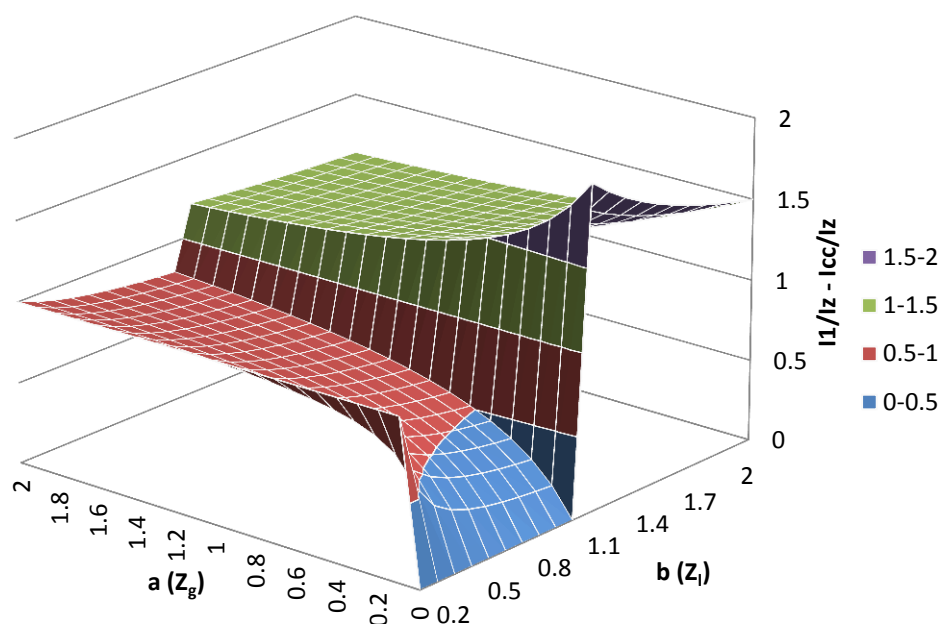


Figura 5.15. Gráfico representativo da sensibilidade das proteções considerando a variação do ponto de defeito e da potência da produção dispersa.

A análise do gráfico da Figura 5.15 revela que se o defeito se localizar até ao ponto onde está instalado o OCR 3 ($b=1$), a diminuição da sensibilidade toma valores iguais ao caso sem OCR 3, porque a corrente é vista pela proteção presente no painel MT. Se o defeito se localizar a partir do ponto onde está instalado o OCR 3, e como este irá ver a corrente de defeito total que é sempre superior à corrente sem produção dispersa, o rácio é sempre superior a 1 ($I_{cc} > I_z$), significando que nestes pontos a sensibilidade aumenta. Conclui-se então que a introdução de um OCR 3, numa rede com produção dispersa a montante deste, resolve o problema de perda de sensibilidade para defeitos a jusante do mesmo.

ii. Perda de Sensibilidade com a Variação da Localização da Produção Dispersa

Considerando novamente a presença de um OCR 3 a meio da linha e um defeito no final da mesma (pior caso para a perda de sensibilidade), obtém-se o esquema de impedâncias descrito na Figura 5.16.

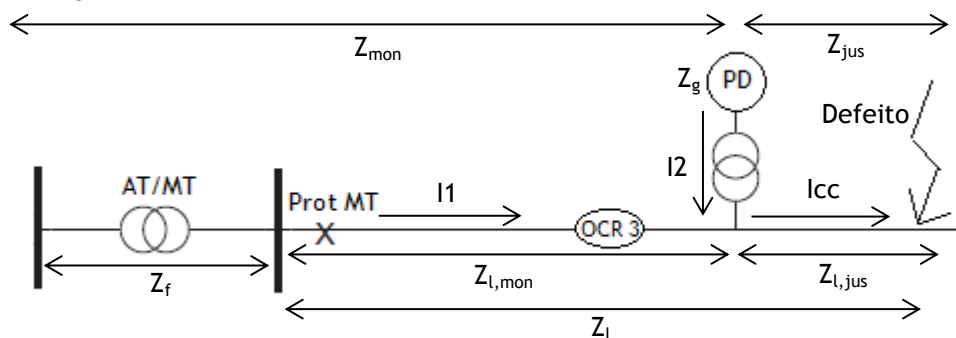


Figura 5.16. Esquema de correntes e impedância para análise de perda de sensibilidade com variação do ponto onde está instalada a produção dispersa.

Em que:

- I1 - Corrente de defeito proveniente da rede de alta tensão;
- I2 - Corrente de defeito proveniente da produção dispersa;
- Icc - Corrente total de defeito;
- Z_f - Impedância equivalente da rede AT a montante, mais impedância do transformador;
- Z_l - Impedância total da linha até ao ponto de defeito;
- Z_{l,mon} - Impedância da linha a montante da produção dispersa;
- Z_{l,jus} - Impedância da linha a jusante da produção dispersa até ao ponto de defeito;
- Z_{mon} - Impedância total da rede a montante da produção dispersa;
- Z_{jus} - Impedância total da rede a jusante da produção dispersa até ao ponto de defeito;
- Z_g - Impedância subtransitória do gerador da produção dispersa.

Como é considerado que o defeito ocorre no final da linha será sempre o OCR 3 a atuar para o extinguir. No entanto, dependendo da localização da produção dispersa as correntes vistas pelo mesmo serão distintas:

- Se a produção dispersa estiver a jusante do OCR 3 este irá ver apenas a corrente de defeito proveniente da alta tensão (ver Figura 5.17). Esta corrente é igual a I1 que já foi deduzida para o caso sem OCR 3 (ver Secção 4.2.2):

$$I1 = \frac{U \times Z_g}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}}, \quad (5.18)$$

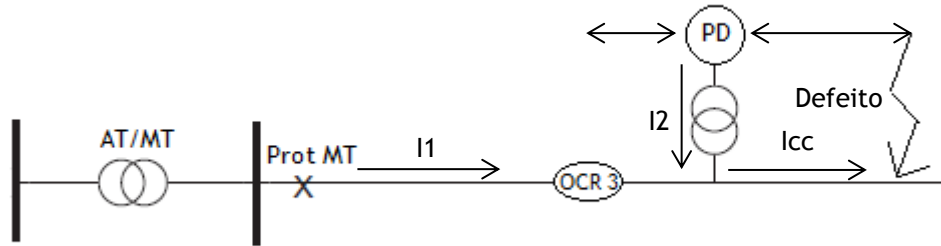


Figura 5.17. Variação do ponto de instalação da produção dispersa entre o OCR 3 e o final da linha.

- Se a produção dispersa estiver a montante do OCR 3 (ver figura 5.18), este irá ver a corrente de defeito total (Icc). Esta corrente será igual à anteriormente definida para o caso sem OCR 3 (ver Secção 4.2.2):

$$\left\{ \begin{array}{l} I1 = \frac{U \times Z_g}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}} \\ I2 = \frac{U \times Z_{mon}}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}} \\ Icc = I1 + I2 = \frac{U \times (Z_g + Z_{mon})}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}} \end{array} \right. , \quad (5.19)$$

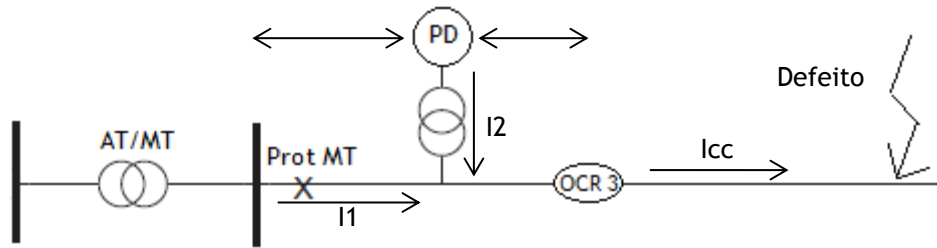


Figura 5.18. Variação do ponto de instalação da produção dispersa entre o OCR 3 e o barramento MT.

Considerando a corrente de defeito sem produção dispersa:

$$I_z = \frac{U}{Z_{mon} + Z_{jus}} \quad , \quad (5.20)$$

A comparação utilizando o rácio entre as duas correntes fica então, para os dois casos:

$$\begin{cases} \frac{I_1}{I_z} = \frac{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus}}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}} \\ \frac{I_{cc}}{I_z} = \frac{(Z_g + Z_{mon}) \times (Z_{mon} + Z_{jus})}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}} \end{cases} \quad , \quad (5.21)$$

Pode-se, no entanto, referir Z_{mon} como a impedância total da linha menos a impedância da linha a jusante que é igual a Z_{jus} , então:

$$\begin{cases} Z_{mon} = Z_{l,mon} + Z_f \\ Z_{jus} = Z_{l,jus} \\ Z_{l,mon} = Z_l - Z_{jus} \end{cases} \rightarrow Z_{mon} = Z_f + Z_l - Z_{jus} \quad , \quad (5.22)$$

Substituindo Z_{mon} na expressão do rácio em cima vem:

$$\begin{cases} \frac{I_1}{I_z} = \frac{Z_g Z_f + Z_g Z_l}{Z_g Z_f + Z_g Z_l + Z_f Z_{jus} + Z_l Z_{jus} - Z_{jus}^2} \\ \frac{I_{cc}}{I_z} = \frac{Z_g Z_f + Z_g Z_l + Z_f^2 + 2Z_f Z_l + Z_l^2 - Z_{jus} Z_l - Z_{jus} Z_f}{Z_g Z_f + Z_g Z_l + Z_f Z_{jus} + Z_l Z_{jus} - Z_{jus}^2} \end{cases} \quad , \quad (5.23)$$

Considerando agora que as impedâncias do gerador (Z_g), da linha (Z_l) e da impedância a jusante da produção (Z_{jus}) podem ser referidas como um fator multiplicador da impedância da fonte (Z_f) da seguinte forma:

$$\begin{cases} Z_g = aZ_s \\ Z_l = bZ_s \\ Z_{jus} = cZ_s \end{cases} \quad , \quad (5.24)$$

Utilizando estes valores na expressão do rácio entre correntes e considerando que o OCR 3 está no meio na linha, ou seja, quando $c=1$ (quanto maior “c”, mais longe a produção dispersa está do defeito), obtém-se:

$$\begin{cases} \frac{I_1}{I_z} = \frac{a+ab}{a+ab+c+bc+c^2}, & c < 1 \\ \frac{I_{cc}}{I_z} = \frac{a+2b+b^2+ab-c-cb+1}{a+ab+c+bc+c^2}, & c > 1 \end{cases} \quad , \quad (5.25)$$

Fixando o valor b no pior caso, que como foi visto na Figura 5.15 é o maior possível, representando um defeito o mais longe possível da fonte ($b=2$), obtém-se o gráfico da Figura 5.19.

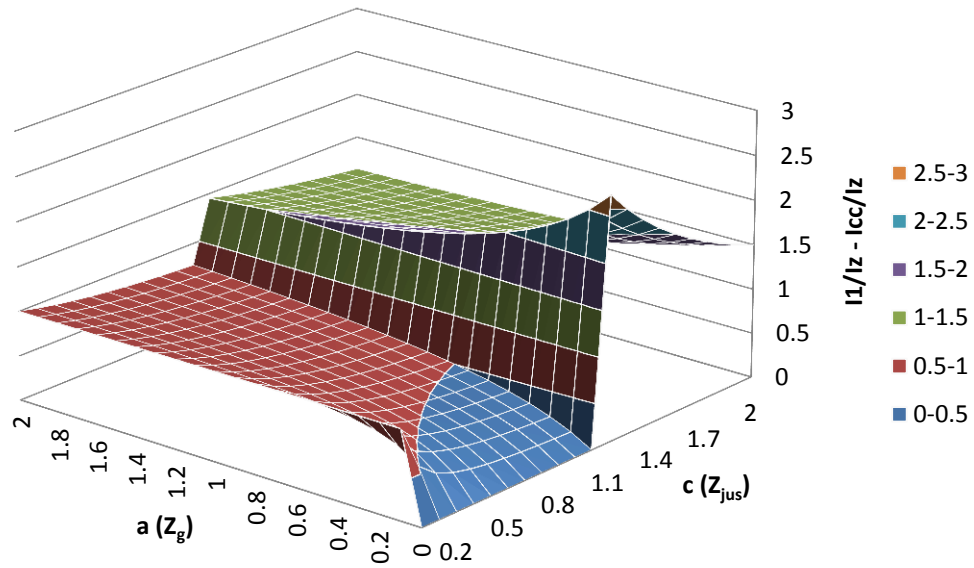


Figura 5.19. Gráfico representativo da sensibilidade das proteções considerando a variação do ponto de instalação da produção dispersa e da potência da produção dispersa.

A Figura 5.19 mostra que a instalação de um OCR 3 resolve a perda de sensibilidade na rede, se a produção dispersa estiver a montante do mesmo ($c > 1$), porque este irá ver a corrente total de defeito (I_{cc}). Se a produção dispersa estiver instalada a jusante do OCR 3 ($c < 1$) a perda de sensibilidade é semelhante ao caso da rede sem instalação do OCR 3. Nota-se que o pior caso para a perda de sensibilidade ocorre quando a produção dispersa é colocada imediatamente a jusante do OCR 3.

iii. Alteração das Parametrizações do OCR 3 para Minimizar os Efeitos da Perda de Sensibilidade

Devido ao neutro estar isolado no transformador de interligação da produção dispersa com a rede MT a única função de proteção a ser significativamente afetada é a MIF. Os dois primeiros níveis desta função dependem das características da linha, por isso não devem ser alterados, para não se correr o risco de disparos intempestivos nos momentos em que a carga é mais elevada. Assim, o único nível passível de ser alterado é o terceiro ($I >>>$). A alteração a ser efetuada irá sempre representar uma diminuição da corrente de arranque do mesmo, para que esta tenha em consideração a influência da presença de produção dispersa.

Segundo as conclusões retiradas nos pontos i e ii desta mesma secção, a perda de sensibilidade apenas afeta o OCR 3 se a produção dispersa estiver colocada a jusante do mesmo. Nestas situações foi visto que a corrente sofre um aumento por um fator (f) definido pela seguinte expressão:

$$f = \frac{I_1}{I_z} = \frac{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus}}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}}, \quad (5.26)$$

Sabendo que I_1 é a corrente efetivamente vista pelo OCR 3 e que I_z é a corrente vista pelo OCR 3, no caso de não existir produção dispersa na linha, pode-se dizer que:

$$I_1 = I_z \times f, \quad (5.27)$$

Na Equação 5.27 acima, pode-se considerar I_z como a corrente de arranque inicial do nível $I_{>>>}$ da proteção MIF do OCR 3 e I_1 como a mesma corrente de arranque, mas corrigida para considerar a introdução de produção dispersa. Então:

$$I_{novo\ >>>} = I_{>>>} \times f = I_{>>>} \times \left| \frac{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus}}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}} \right|, \quad (5.28)$$

Na Equação 5.28 as impedâncias a utilizar têm de considerar o pior caso de ocorrência do defeito, ou seja, no fim da linha. Desta forma, a corrente de arranque de atuação do último nível será diminuída na mesma proporção que é diminuída a corrente de defeito, vista pelo OCR 3, para o pior caso verificado.

Resumindo, as novas parametrizações a realizar para o caso de existir produção dispersa a jusante do OCR 3 são as apresentadas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5. Parametrizações a efetuar no OCR 3 para considerar a presença de produção dispersa.

	<i>Corrente de Operação</i>	<i>Top (s)</i>
$I_{>}(MT)$	1.4In	1
$I_{>}(OCR\ 3)$	1.4In	0.8
$I_{>>}(MT)$	2In	0.5
$I_{>>}(OCR\ 3)$	2In	0.3
$I_{>>>}(MT)$	2000 A	0.3
$I_{>>>}(OCR\ 3)$	$I_{cc,min}^{3f} \times f^{11}$	0.1

5.4.2. Inibição da Função de Religação

Na Secção 4.2.4 foram vistos dois problemas associados à função de religação na presença de produção dispersa na linha. Relembrando, estes problemas são:

- Não eliminação do arco elétrico com o disparo do disjuntor, devido à continuação da alimentação do defeito por parte da produção dispersa;
- Paralelos intempestivos entre a tensão da rede e a tensão gerada pela produção dispersa, provocadas por religações fora de sincronismo.

Referiu-se também, que os problemas acima descritos são resolvidos, em Portugal, pela utilização de um detetor de presença de tensão na saída da linha na subestação. Se este detetar tensão a jusante no momento da religação, após um defeito, esta será inibida, pois a presença de tensão significa que a produção dispersa ainda está conectada à rede. A principal desvantagem é que, se existir uma unidade de produção dispersa na linha com um cenário de proteção B, então as religações serão quase sempre inibidas, não sendo possível distinguir defeitos permanentes de defeitos não permanentes, piorando a qualidade de serviço.

No caso do OCR 3 podem ocorrer duas situações:

- Se existir uma unidade de produção dispersa a montante do ponto de instalação do OCR 3 e um defeito a jusante do mesmo, a religação poderá ocorrer normalmente,

¹⁰ Ver Secções 5.1.1 e 5.2.1 para mais informações sobre este valor.

¹¹ $f = \left| \frac{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus}}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}} \right|$

porque não existe o risco de paralelos intempestivos, visto todas as fontes de tensão estarem a montante do mesmo.

- Se existir uma unidade de produção dispersa a jusante de um OCR 3 de uma linha e um defeito a jusante do mesmo, os mesmos problemas descritos para a proteção de saída da linha poderão também ocorrer num OCR 3. Assim, nestas situações, é também necessário inibir a função de religação do OCR 3, para evitar religações intempestivas, utilizando o sensor de tensão a jusante presente no OCR 3 (ver Figura 5.20).

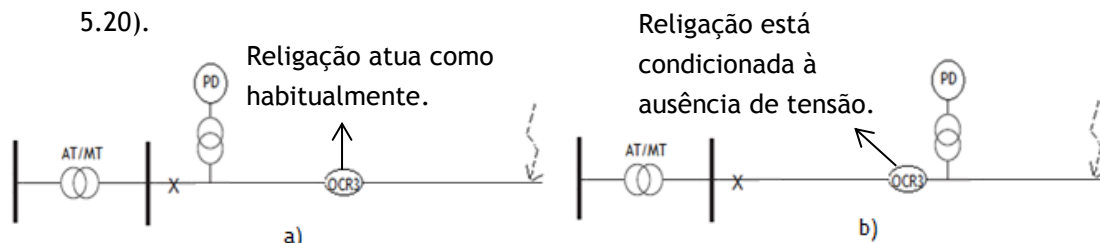


Figura 5.20. Função de religação do OCR 3, dependendo da localização da produção dispersa.

i. Função de Proteção para Permitir a Religação do OCR 3

A função de religação presente no painel de saída de saída MT, quando está presente produção dispersa na linha, vê a sua atuação inibida quando existe tensão a jusante (produção dispersa ainda ligada à linha). Esta inibição repõe a função de religação no estado de repouso, mantendo o disjuntor na posição aberta até ser fechado manualmente [35]. A inibição da função de religação tem também de estar, necessariamente, presente no OCR 3 para evitar paralelos intempestivos com produção dispersa colocada a jusante do mesmo. No entanto, podem ser tomadas medidas para que a função de religação não volte ao repouso se ainda existir tensão a jusante do OCR 3. Para isso é necessário que a função de religação aguarde pela ausência de tensão para entrar em funcionamento. Desta forma, na ocorrência de defeitos não permanentes, a religação irá extingui-los automaticamente assim que a produção dispersa sair de serviço por estar a funcionar em ilha.

Na Figura 5.21 está apresentado um fluxograma do funcionamento da função que permite ao OCR 3 efetuar a religação, mesmo que exista produção dispersa presente a jusante. Como se observa pela figura, a função de religação só entra em funcionamento depois da tensão a jusante (U_j) ser inferior a uma tensão mínima (U_{min}) e enquanto não se esgotar um tempo máximo (t_{max}). Note-se que o OCR 3 não contém a informação de qual é o seu terminal jusante, assim, a tensão U_j tem, na realidade de ser medida nos dois terminais. Quando uma destas tensões for inferior ao valor definido pode-se dar a religação. Assim, as funções $I_{>>}$ da proteção MIF, $I_{0>>}$, $I_{0>}$ e $I_{0>}$ da proteção MIH não darão início à função de religação, mas à função de presença de tensão e será posteriormente a ausência de tensão que dará início à função de religação.

Os parâmetros a considerar para esta função de proteção têm de ter em conta as características do sistema. No que diz respeito à função de presença de tensão definida na Figura 5.21 a tensão mínima para a qual o OCR 3 pode fechar (U_{min}) tem de ser inferior à tensão para a qual a produção dispersa sai imediatamente de serviço. Foi já referido que esta tensão é igual a 120% a tensão mínima para a qual é possível a medição da frequência, que corresponde a aproximadamente 20% da tensão nominal (U_n). Será este então o valor de U_{min} . O tempo máximo de espera pela ausência de tensão (t_{max}) pode estar definido para

poucos segundos, por exemplo 5 segundos. Na Tabela 5.6 estão apresentadas as características necessárias para o correto funcionamento desta função.

Tabela 5.6. Parametrização da detecção de tensão do OCR 3.

<i>Condição de Arranque</i>	<i>U_{min}</i>	<i>t_{max}</i>
I>> (MIF) I0> e I0>> (MIH ou MIHD ¹²) I0>>> (MIH)	20%×U _n	5s

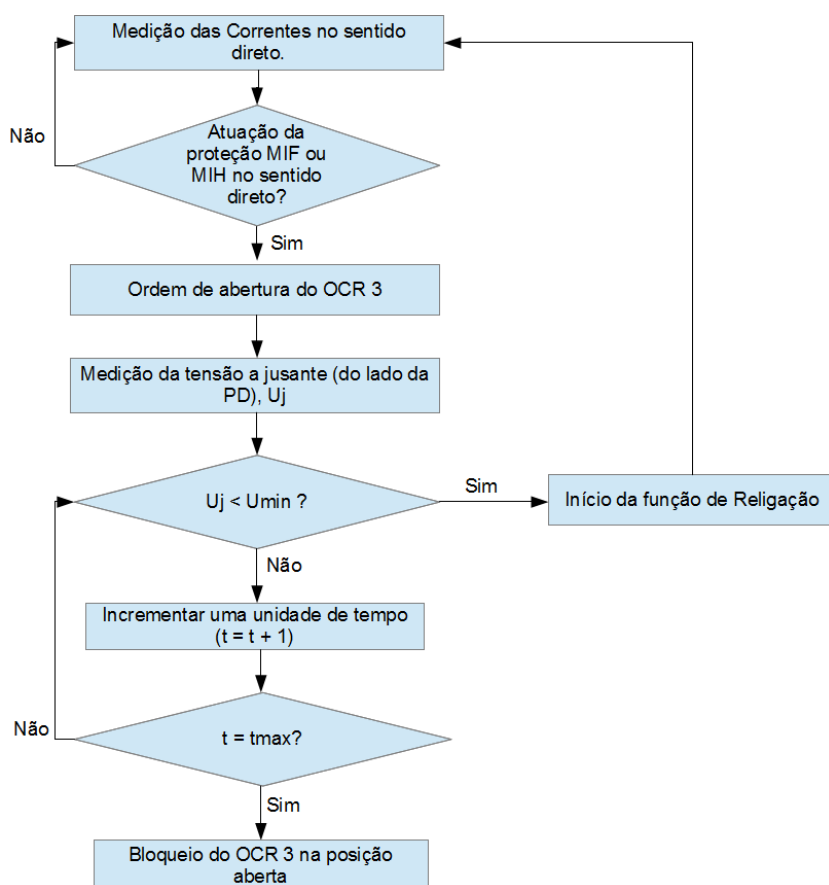


Figura 5.21. Fluxograma representativo da função de presença de tensão para permitir realizar a função de religação no OCR 3.

5.4.3. Operação Indevida das Proteções devido a um Defeito numa Linha Adjacente

A operação indevida de uma proteção de saída da linha MT devido a um defeito numa linha adjacente ocorre quando acontece um defeito entre fases numa linha adjacente à linha em que está instalada produção dispersa. A corrente fornecida ao defeito pela produção dispersa flui no sentido linha barramento, sentido este que é oposto ao sentido para que são projetadas as proteções. É possível então que a proteção de saída de MT da linha em que está inserida a produção atue em primeiro lugar ou ao mesmo tempo que a proteção da linha em que ocorre o defeito, retirando a linha de serviço indevidamente (ver Secção 4.2.3). No caso

¹² Dependendo do tipo de linha, esta função pode ser direcional (MIHD) ou não direcional (MIH), ver Secções 5.1.2 e 5.2.2.

de existir um OCR 3 na rede e apenas existir produção dispersa a jusante do mesmo este problema nunca irá ocorrer na proteção MIF presente no painel de saída MT, visto que o OCR 3 atua sempre primeiro que o painel de saída MT, pois está parametrizado para atuar mais rapidamente que as proteções presentes nas subestações.

Considerando a Figura 5.22, pode-se prever a ocorrência de um de três cenários, sabendo que os tempos de operação são função das correntes que circulam em cada uma das proteções são:

$$t_{op,1} = f(I_{PD}) \quad , \quad (5.29)$$

$$t_{op,2} = f(I_{cc}) \quad , \quad (5.30)$$

$$t_{op,OCR3} = f_{OCR3}(I_{PD}) \quad , \quad (5.31)$$

- i. $t_{op,2} < t_{op,OCR3}$, logo $t_{op,2} < t_{op,1}$. Neste caso a proteção da linha onde ocorre o defeito atua corretamente não existindo disparos intempestivos quer do OCR 3, quer do painel MT;
- ii. $t_{op,2} \geq t_{op,OCR3}$ e $t_{op,2} \geq t_{op,1}$. Nesta caso, existe uma grande probabilidade de ocorrer atuação indevida das proteções da linha adjacente à linha onde ocorre o defeito. Se não existisse OCR 3 seria a proteção MIF presente no painel MT 1 a atuar, no entanto devido à presença do OCR 3, e como $t_{op,1} > t_{op,OCR3}$, será este a atuar. Este facto faz com que apenas as cargas a jusante do OCR 3 vejam a sua alimentação elétrica interrompida, se atuasse o painel MT 1 todas as cargas da linha ficariam nesta situação;
- iii. $t_{op,2} \geq t_{op,OCR3}$ e $t_{op,2} < t_{op,1}$. Se o OCR 3 não estivesse instalado na linha não existiria nenhum disparo na linha sem defeito. Assim, a presença do OCR 3 na linha neste caso, irá piorar a continuidade de serviço, pois interromperá a alimentação elétrica a todos os clientes a jusante do OCR 3.

Em que:

- $t_{op,1}$ - Tempo de operação da proteção MIF do painel de saída 1 (Prot MT 1 na figura 22);
- $t_{op,2}$ - Tempo de operação da proteção MIF do painel de saída 2 (Prot MT 2 na figura 22);
- $t_{op,OCR3}$ - Tempo de operação da proteção MIF do OCR 3;
- I_{PD} - Corrente de defeito proveniente da unidade de produção dispersa;
- I_{cc} - Corrente de defeito total que circula na linha onde ocorre o defeito;
- f - Função de proteção MIF das saídas MT¹³;
- f_{OCR3} - Função de proteção MIF no OCR 3¹⁴.

¹³ Esta proteção está descrita na Secção 5.1.1.

¹⁴ Esta proteção está descrita nas secções 5.1.1 e 5.2.1.

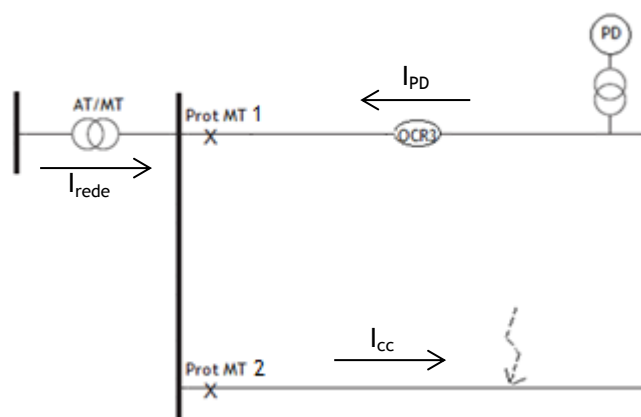


Figura 5.22. Correntes que circulam nas proteções no caso de existir produção dispersa numa linha e ocorrer um defeito numa linha adjacente.

Na Figura 5.23 está representada a sequência de operações sempre que surge o problema de operação indevida devido à ocorrência de um defeito numa linha adjacente. Se o nível de atuação que atua no OCR 3 for o $I_{>>}$, a função de religação irá repor a alimentação elétrica mais rapidamente, depois da proteção da produção dispersa a retirar de serviço.

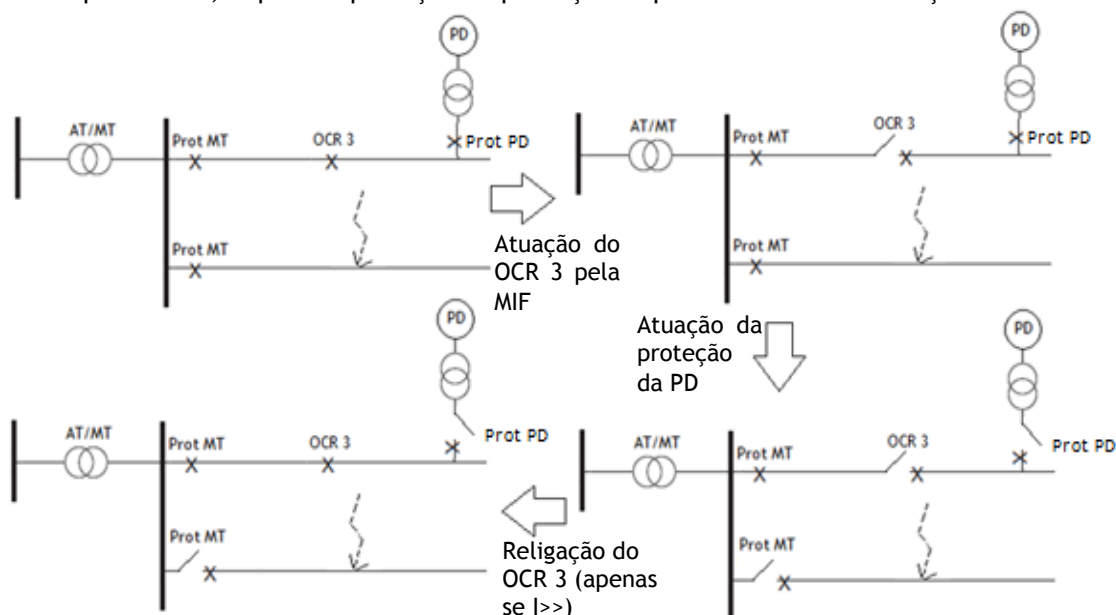


Figura 5.23. Sequência de operações para atuação do OCR 3 para evitar o disparo da proteção de saída da linha MT.

5.5. Resumo

Neste capítulo são descritas as funções de proteção necessárias para que o OCR 3 se coordene corretamente, com as funções de proteção presentes nas saídas das linhas aéreas de média tensão portuguesas. São descritas as funções de proteção para linhas radiais, com apenas um ponto de alimentação e para linhas em anel aberto, com mais do que um ponto de alimentação possível. Também são tratados os casos em que existe produção dispersa na linha MT, a sua influência no funcionamento do OCR 3 e eventuais funções de proteção, para minimizar os efeitos nefastos desta produção.

Em redes radiais as funções de proteção são as descritas na Figura 5.24. Para defeitos entre fases é utilizada uma função MIF com três escalões de proteção com tempo definido. As

parametrizações para cada uma destas funções estão definidas na Tabela 5.1. Os dois primeiros níveis de atuação ($I>$ e $I>>$) são parametrizados tendo em conta a corrente máxima admissível na linha e o último nível ($I>>>$) a corrente mínima de defeito trifásico franco verificada na rede. Para defeitos à terra, é utilizada uma função MIH, também com três níveis de atuação. É provado que a utilização de uma curva de tempo inverso da função PTR (tal como é utilizada na saída MT) não garante uma coordenação com as restantes saídas MT, assim os dois primeiros níveis ($IO>$, $IO>>$) têm uma função direcional para prevenir disparos intempestivos na ocorrência de um defeito numa linha adjacente, as suas parametrizações estão definidas na Tabela 5.2. O último nível de proteção ($IO>>>$) não tem função direcional e é utilizado para detetar e isolar defeitos com correntes de defeito elevadas, a parametrização deste nível está descrita na Tabela 5.3.

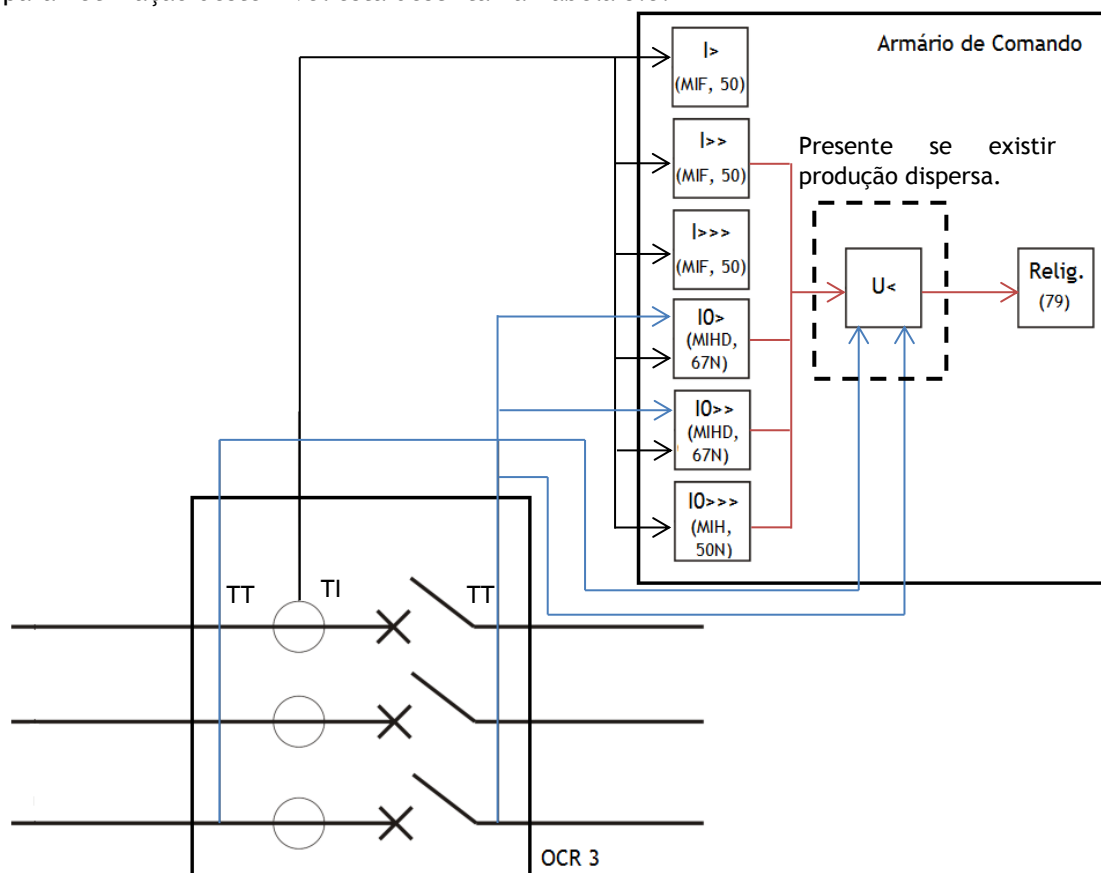


Figura 5.24. Representação gráfica do sistema de proteções do OCR 3, para linhas radiais.

Nas redes em anel aberto, as funções de proteção são as descritas na Figura 5.25. Para defeitos entre fases é utilizada uma função MIF, semelhante à descrita no caso da linha radial. A única diferença é que, para se considerar a corrente mínima de defeito trifásico franco, é necessário considerar as várias subestações ligadas à linha, sendo que a subestação com menor potência de curto-circuito mínima é a utilizada para determinar esta corrente. Para defeitos à terra prova-se que não é possível, neste tipo de linhas, existir função direcional. Existem também três níveis de atuação, mas neste caso sem função direcional. As parametrizações dos diversos níveis estão descritas na Tabela 5.4.

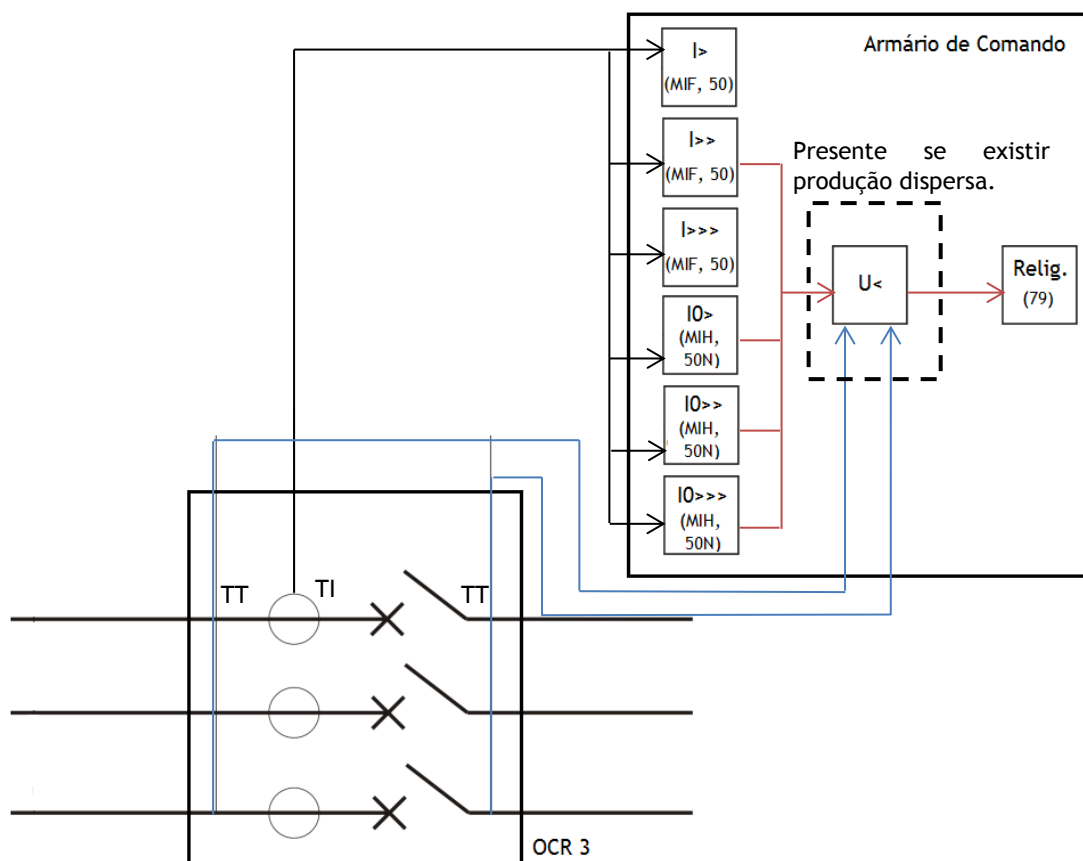


Figura 5.25. Representação gráfica do sistema de proteções do OCR 3, para linhas em anel aberto.

No caso de estar instalada na linha produção dispersa, verifica-se a influência que o OCR 3 tem na perda de sensibilidade das proteções da linha. Conclui-se que, apenas existe perda de sensibilidade por parte do OCR 3, quando a produção dispersa está instalada a jusante do mesmo e ocorre um defeito a jusante da produção. Para minimizar o efeito de perda de sensibilidade, foi determinado um fator para corrigir a corrente de arranque do nível I>>> da proteção MIF. Referiu-se também que a função de religação do OCR 3 tem de ser inibida, sempre exista produção dispersa ligada a jusante do OCR 3, para evitar paralelos intempestivos. Para mitigar os efeitos desta inibição, descreveu-se uma função de proteção que deteta a presença de tensão nos terminais (ver Figura 5.21) do OCR 3, estando o arranque da religação sujeita a esta função (ver Figuras 5.24 e 5.25, funções U<). Para o problema de disparo intempestivo devido a um defeito numa linha adjacente, provou-se que o OCR 3 pode provocar, em alguns casos, o aumento da continuidade de serviço, enquanto noutros esta pode ser diminuída.

Capítulo 6

Implicações do OCR de 3ª Geração na Qualidade de Serviço

Neste capítulo, é realizada uma análise à qualidade de serviço de uma linha. Esta análise é baseada no método de Monte Carlo (ver Anexo E) não sequencial e programada em Visual Basic. São analisadas as mudanças nos índices de fiabilidade da linha, considerando a introdução de um OCR 3, com as funções de proteção e parametrizações descritas no Capítulo 5, em comparação com os restantes dispositivos utilizados nas redes MT. São também analisados os efeitos da presença de produção dispersa (PD), na fiabilidade da linha com e sem a presença de um OCR 3.

6.1. Rede Considerada para a Análise de Fiabilidade

A rede considerada para realizar a análise de fiabilidade corresponde a uma saída de média tensão da subestação e tem uma topologia radial, com várias cargas, que correspondem aos transformadores de MT/BT, que por sua vez alimentam clientes em baixa tensão. O neutro é ligado à terra através de uma impedância que limita a corrente de defeito à terra a 300 A. A rede em questão é constituída por:

- Linha principal - É o troço principal da linha onde estão ligados os ramais de ligação aos transformadores MT/BT. É sensivelmente a meio desta linha que serão ligados os dispositivos analisados.
- Ramais - São uma derivação da linha principal, para alimentação dos postos de transformação MT/BT.

A topologia da rede, assim como as cargas estão representadas na Figura 6.1. A potência representada em cada uma das cargas é a potência média de cada uma delas, com o respetivo fator de potência. São também apresentados o número de clientes associados a cada carga. O comprimento da linha principal é de 5 km e de cada um dos ramais é de 100 m. Cada troço de linha principal, que origina uma derivação, tem o mesmo comprimento, ou seja, $5/7=0.714$ km.

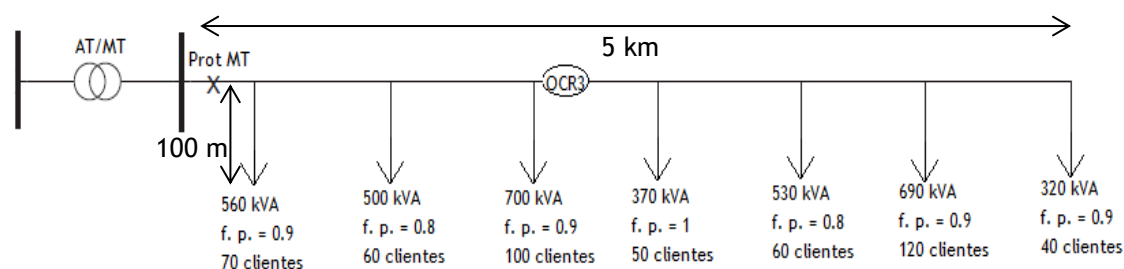


Figura 6.1. Rede para validação das funções de proteção dos OCR do tipo 3.

As características do transformador e das linhas estão representadas nas Tabelas 6.1 e 6.2, respetivamente.

Tabela 6.1. Parâmetros do transformador da subestação (AT/MT).

Parâmetros	Valor
Ligação dos Enrolamentos	Estrela-Triângulo ¹⁵
Potência Nominal (MVA)	20
Relação de Transformação (kV)	60/15
Reatância de Fugas (%)	5

Tabela 6.2. Parâmetros das linhas.

Parâmetros	Valor
Resistência a 40°C (Ω/km)	0.72791
Reatância (Ω/km)	0.41797
Capacidade (nF/km)	9.398
Corrente Máxima (A)	205

A rede a montante da subestação é considerada como tendo uma potência de curto-circuito máxima de 250 MVA e mínima de 125 MVA, com uma relação de X/R igual a 10.

6.1.1. Modelização da Rede para Realizar a Análise de Fiabilidade

As avarias nas linhas são caracterizadas por uma taxa de avarias, para cada um dos defeitos passíveis de ocorrer na rede, e por um tempo médio de reparação:

- Os defeitos permanentes (não são extintos por nenhuma das religações) são caracterizados por uma distribuição exponencial com uma taxa de defeito de (λ_p) = 0.1 av./ano/km [2];
- Os defeitos semi-permanentes (são extintos após a religação lenta) são caracterizados por uma distribuição exponencial com uma taxa de defeito de (λ_s) = 0.08 av./ano/km [2, 3];
- Os defeitos fugitivos (são extintos após a religação rápida) são caracterizados por uma distribuição exponencial com uma taxa de defeito de (λ_f) = 0.32 av./ano/km [2, 3];
- O tempo médio de reparação na ocorrência de um defeito permanente é de MTTR = 4. No entanto, considerar este tempo constante é uma aproximação grosseira, visto

¹⁵ Para ligação do secundário em triângulo à terra é considerado que é realizada uma ligação artificial, visto os enrolamentos em triângulo não possuírem neutro acessível para efetuar esta ligação.

que o tempo de reparação depende muito de variáveis como a deteção correta do ponto onde ocorre o defeito, a distância da equipa de reparação ao mesmo e o tempo da própria reparação. Assim, o tempo de reparação é caracterizado por uma distribuição log-normal com os seguintes parâmetros: $\mu = 9.53$ e $\sigma = 0.3$ [3].

Foram também consideradas as seguintes simplificações na análise dos defeitos que ocorrem na linha:

- Apenas ocorre um defeito de cada vez, ou seja, na ocorrência de um defeito não é possível que ocorra outro antes do anterior ser reparado.
- Apenas são consideradas avarias nas linhas.
- A taxa de avarias é considerada constante ao longo do período estudado (um ano).

6.2. Qualidade de Serviço com a Utilização de Diversos Dispositivos Utilizados em Linhas Aéreas MT

Nesta secção é realizada uma comparação entre as alterações na qualidade de serviço prestada aos clientes, com a introdução de diferentes dispositivos utilizados na rede aérea MT portuguesa, na rede de exemplo descrita na Secção 6.1. Os dispositivos analisados são:

- OCR 1 (ou IAT);
- OCR 2 (ou IAR);
- OCR 3.

6.2.1. Coordenação entre os Dispositivos e o Pannel de Saída da Linha MT

Na análise de fiabilidade é considerado que todos os dispositivos estão corretamente coordenados com o painel de saída da linha MT. Para isso, são consideradas as seguintes parametrizações, para cada um dos dispositivos:

- OCR 1 (ou IAT) - Este tipo de dispositivos não têm capacidade de proteção da linha, nem de qualquer automatismo, sendo a sua atuação realizada sempre manualmente, de forma remota. Assim, não é necessário definir qualquer parâmetro de coordenação com a saída MT.
- OCR 2 (ou IAR) - Este tipo de dispositivo tem a capacidade de possuir automatismos de abertura e bloqueio, tendo como base a presença ou não de tensão, devido à atuação do disjuntor de saída da linha na presença de defeito (automatismo V-T). Assim, na presença de um defeito permanente na linha, este dispositivo abre permanentemente ao fim da segunda religação lenta do disjuntor, se o defeito se situar a jusante do mesmo. Como não é um dispositivo de proteção e apenas está dependente da ausência ou presença de tensão, não é necessário tomar medidas especiais para efetuar a coordenação com a saída MT.
- OCR 3 - Neste caso, e como se trata de um dispositivo com diversas funções de proteção, é necessário parametriza-lo para que se coordene corretamente com a saída MT, ao mesmo tempo que deteta todos os defeitos a jusante. A parametrização realizada nesta análise está de acordo com o definido na Secção 5.1. Assim, as

parametrizações resultam tal como está definido nas Tabelas 6.3 e 6.4, para defeitos entre fases e à terra, respetivamente. Relembra-se que o OCR 3 também possui função de religação.

Tabela 6.3. Parametrizações realizadas para a rede de exemplo para a proteção MIF.

	<i>Corrente de Operação (A)</i>	<i>Top (s)</i>
I>(MT)	287	1
I>(OCR 3)	287	0.8
I>>(MT)	410	0.5
I>>(OCR 3)	410	0.3
I>>>(MT)	2000	0.3
I>>>(OCR 3)	1450 ¹⁶	0.1

Tabela 6.4. Parametrização das proteções contra defeitos à terra para a rede de exemplo.

	<i>Corrente de Arranque (A)</i>	<i>Top (s)</i>	<i>U min</i>	<i>α</i>
I0> (PTR, MT)	2	"Long Time Inverse", TM=0.4	-	-
I0> (MIHD, OCR 3)	2	1	2%Un/√3	10°
I0>> (MIHD, MT)	40	0.5	2%Un/√3	10°
I0>> (MIHD, OCR 3)	40	0.3	2%Un/√3	10°
I0>>> (MIH, MT)	90	0.35	-	-
I0>>> (MIH, OCR 3)	90	0.15	-	-

É assim considerado, na análise de fiabilidade, que todos os dispositivos estão corretamente coordenados com a proteção de saída da linha e que isolam todos os defeitos a jusante.

6.2.2. Modelização da Linha com os Dispositivos de Corte para Realizar a Análise de Fiabilidade

Para defeitos que ocorram a jusante dos dispositivos, o tempo que os clientes afetados ficam fora de serviço depende, para além do tipo de defeito, do tipo de dispositivo utilizado. Cada um dos dispositivos é caracterizado por um tempo médio de atuação (MTTS, *Mean Time To Switch*), para isolamento de um defeito a jusante:

- Tempo médio de isolamento da rede a montante para um defeito a jusante de um OCR 1 (MTTS) = 0.3 s (religação rápida) + 15 s (religação lenta) + tempo de atuação manual. O tempo de atuação manual é caracterizado por um valor médio de 120 s [1] e representa o tempo que o operador da rede de distribuição demora a abrir o OCR 1 para isolar o ponto de defeito. É descrito por uma distribuição log-normal com as seguintes características: $\mu = 4.662$ e $\sigma = 0.5$ [3].
- Tempo médio de isolamento da rede a montante para um defeito a jusante de um OCR tipo 2 (MTTS) = 0.3 s (religação rápida) + 15 s (1ª religação lenta) + 30 s (2ª religação lenta e bloqueio do OCR na posição aberta). Esta sequência de operações representa o comando V-T.

¹⁶ Valor da corrente de defeito trifásico franco mínimo na rede de exemplo (no fim da linha).

- Tempo médio de isolamento da rede a montante para um defeito a jusante de um OCR tipo 3 (MTTS) = 0. É considerado que este dispositivo isola instantaneamente o defeito devido às funções de proteção.

Os índices de fiabilidade utilizados para esta análise foram os seguintes:

- SAIDI - número médio de horas fora de serviço para um cliente durante um ano. (horas / ano).
- SAIFI - número médio de interrupções de duração longa (> 3 min) que um cliente irá sentir durante um ano. (interrupções > 3 min / ano).
- MAIFI - número médio de interrupções de curta duração (< 3 min) que um cliente irá sentir durante um ano. (interrupções < 3 min / ano).

6.2.3. Resultados

Na Tabela 6.5 estão apresentados os resultados obtidos na análise de fiabilidade efetuada. Na Figura 6.2 estão representados graficamente os mesmos resultados.

Nota-se uma melhoria no SAIDI, para a rede de exemplo, quando qualquer tipo de OCR está instalado na mesma. A diminuição do SAIDI nestas circunstâncias ocorre, porque a presença de um OCR na rede, seja ele qual for, permite o isolamento de defeitos a jusante, de uma forma relativamente rápida, permitindo que os clientes a montante continuem com alimentação elétrica, mesmo durante a reparação do defeito. Por outro lado, não se nota uma diferença significativa entre o SAIDI dos diversos tipos de OCR. Embora exista diferença entre os tempos de isolamento de defeito dos diversos OCR, esta não é suficiente para se manifestar de forma significativa neste índice.

O SAIFI revela a mesma melhoria na presença de um OCR na linha, pelas mesmas razões apresentadas no parágrafo anterior. Existe, no entanto, uma pequena diferença entre o SAIFI da linha com o OCR 1 e com os outros dois tipos de OCR. Este índice é ligeiramente mais elevado no caso do OCR 1, devido ao acionamento manual do mesmo, podendo, em alguns casos, o tempo que os clientes a montante do mesmo, para um defeito a jusante, ultrapassar os 3 minutos, passando a ser considerados defeitos de longa duração.

Finalmente, o MAIFI mantém-se relativamente constante, para os casos sem OCR e com OCR dos tipos 1 e 2. Nota-se, no entanto, que o MAIFI do OCR 1 é ligeiramente inferior ao do OCR 2. Este facto pode ser explicado, porque todos os defeitos a jusante do OCR 2, são inferiores a 3 minutos, para os clientes a montante do mesmo, contribuindo para o aumento do MAIFI (e consequente diminuição do SAIFI). Pelo contrário, no caso dos OCR 1, estes defeitos podem, ou não, ser inferiores a 3 minutos, podendo contribuir para o aumento do SAIFI ou do MAIFI, dependendo do tempo de acionamento (manual) do OCR 1. No caso do OCR 3, nota-se uma, relativamente, elevada diminuição do MAIFI. Como, para a ocorrência de um defeito a jusante do mesmo, os clientes a montante não vão sentir qualquer interrupção de serviço (devido às funções de proteção presentes no OCR 3), este índice irá ser necessariamente inferior para este dispositivo. No caso dos restantes OCR os clientes sentem sempre uma interrupção de serviço, seja devido às religações para atuação do automatismo V-T (OCR 2), seja devido às mesmas religações mais o tempo de atuação manual do dispositivo (OCR 1).

Tabela 6.5. Resultados da análise de fiabilidade realizada para cada um dos dispositivos.

	<i>SAIDI</i> (h/ano)	<i>SAIFI</i> (int > 3 min / ano)	<i>MAIFI</i> (int < 3 min / ano)
Sem OCR	2.271695	0.563506	2.269683
OCR 1	1.682596	0.443714	2.388976
OCR 2	1.694033	0.417709	2.422839
OCR 3	1.676654	0.415899	1.672693

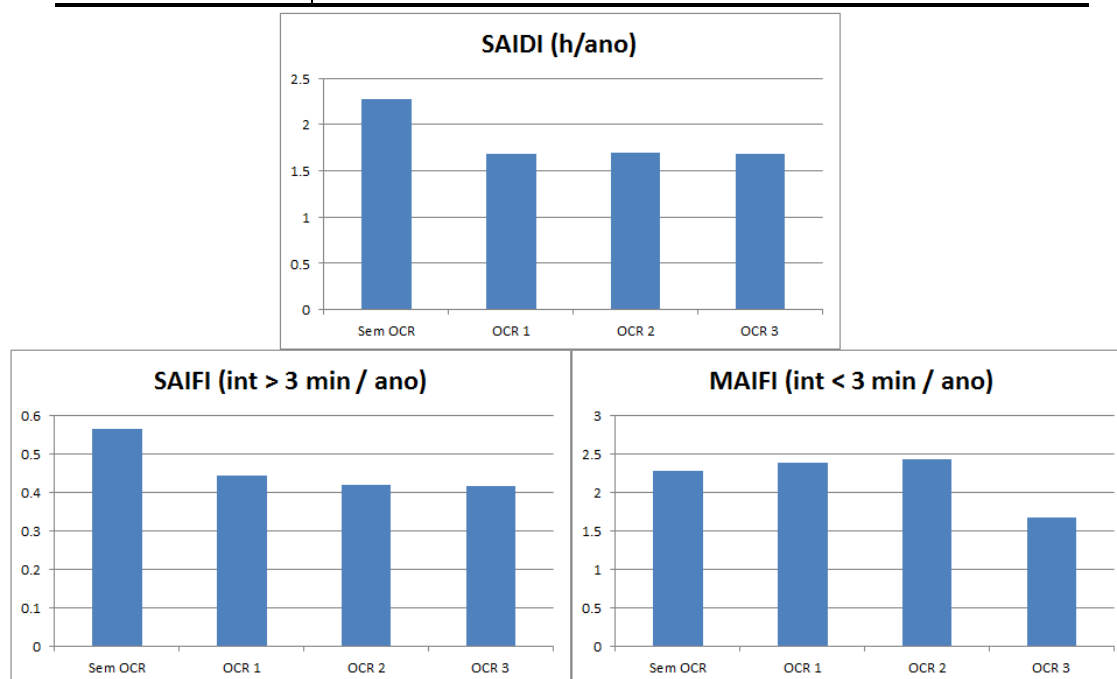


Figura 6.2. Gráficos com os resultados da análise de fiabilidade realizada para cada um dos dispositivos.

6.3. Perda de Sensibilidade das Proteções - Efeitos da Presença de um OCR 3 na Linha

Nesta secção serão analisados os efeitos que a introdução de uma unidade de produção dispersa tem sobre a sensibilidade das proteções presentes na linha, ou seja, o painel de saída MT e o OCR 3. É considerado um gerador síncrono (fornece as maiores correntes de defeito) para a unidade de produção dispersa, com uma potência de 6 MVA e uma reatância sub-transitória (Z_g) igual a 0.082 p.u.. O transformador que interliga a unidade de produção à rede MT tem uma potência nominal S_n de 10 MVA e uma reatância de fugas de 5%.

6.3.1. Coordenação entre os Dispositivos e o Painel de Saída da Linha MT

Para defeitos à terra, não são efetuadas alterações às parametrizações efetuadas na Secção 6.2.1, porque a unidade de produção dispersa tem pouca influência nas correntes deste tipo de defeitos, devido à ligação em triângulo do transformador da mesma. Assim, as parametrizações efetuadas estão de acordo com o definido na Tabela 6.4.

Por outro lado, para defeitos entre fases, é necessário considerar, por motivos de comparação, dois tipos de parametrizações:

- Parametrizações base, que foram efetuadas para o caso sem produção dispersa (ver Tabela 6.3).
- Alterações às parametrizações do OCR 3, considerando a presença de produção dispersa. Estas alterações estão de acordo com o definido na Secção 5.4.1.

Para as alterações definidas no segundo ponto é necessário considerar o pior caso de perda de sensibilidade do OCR 3 que, tal como foi provado na Secção 5.4.1, ocorre para um defeito no ponto de maior impedância da linha e quando a produção está instalada imediatamente a jusante do OCR 3. Considera-se também a potência de curto-circuito mínima da rede AT a montante. Nestas circunstâncias as impedâncias da rede são as seguintes:

$$Z_g = j0.373 \text{ p.u. (gerador com reatância de fugas do tranf.)} \quad , \quad (6.1)$$

$$Z_{mon} = 0.155 + j0.289 \text{ p.u. (linha a montante + impedâncias da fonte e da rede AT)} \quad , \quad (6.2)$$

$$Z_{jus} = 0.191 + j0.109 \text{ p.u. (linha a jusante)} \quad , \quad (6.3)$$

Substituindo estes valores na expressão do fator de correção f (ver secção 4.3.1.3) vem:

$$f = \left| \frac{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus}}{Z_g Z_{mon} + Z_g Z_{jus} + Z_{mon} Z_{jus}} \right| = 0.783 \quad , \quad (6.4)$$

Este fator tem de ser multiplicado pela corrente de arranque do nível $I_{>>>}$ do OCR 3. Assim, as novas parametrizações são as definidas na Tabela 6.6.

Tabela 6.6. Parametrizações para as proteções MIF da rede, considerando o fator de correção para o OCR 3.

	Corrente de Operação (A)	Top (s)
$I_{>}(MT)$	287	1
$I_{>}(\text{OCR 3})$	287	0.8
$I_{>>}(MT)$	410	0.5
$I_{>>}(\text{OCR 3})$	410	0.3
$I_{>>>}(MT)$	2000	0.3
$I_{>>>}(\text{OCR 3})$	1150	0.1

6.3.2. Modelização da Rede para Efetuar os Estudos de Perda de Sensibilidade

Para realizar a análise da perda de sensibilidade das proteções, é necessário proceder ao cálculo das correntes de defeito, para cada um dos defeitos que ocorrem na rede. A partir do tipo e corrente de cada defeito, é possível definir qual a função de proteção que atua em cada caso. Considera-se que apenas existem três tipos de defeitos na linha, com as seguintes probabilidades de ocorrência [52]:

- Trifásicos - 5%;
- Fase-fase - 15%;
- Fase-terra - 80%.

Também é necessário sortear a resistência de cada um dos defeitos, visto que, a maioria dos defeitos não são francos. É de referir que, regra geral, a resistência de defeito é maior

para defeitos à terra do que para defeitos entre fases. A resistência de cada um dos defeitos segue as seguintes distribuições [52]:

- Trifásicos e fase-fase - Tem uma média de 10 Ω e segue uma distribuição Log-normal com os seguintes parâmetros: $\mu = 1.803$ e $\sigma = 1$;
- Fase-Terra - Tem uma média de 40 Ω e segue uma distribuição Log-normal com os seguintes parâmetros: $\mu = 3.084$ e $\sigma = 1.1$.

As correntes de defeito são calculadas a partir das componentes simétricas das correntes, tendo em conta o tipo e a resistência de defeito e a posição da produção dispersa (ver Anexo B). A unidade de produção dispersa, por sua vez, pode estar localizada em sete posições, cada uma delas imediatamente a jusante de cada um dos ramais de alimentação das cargas. Estas posições estão descritas na Figura 6.3.

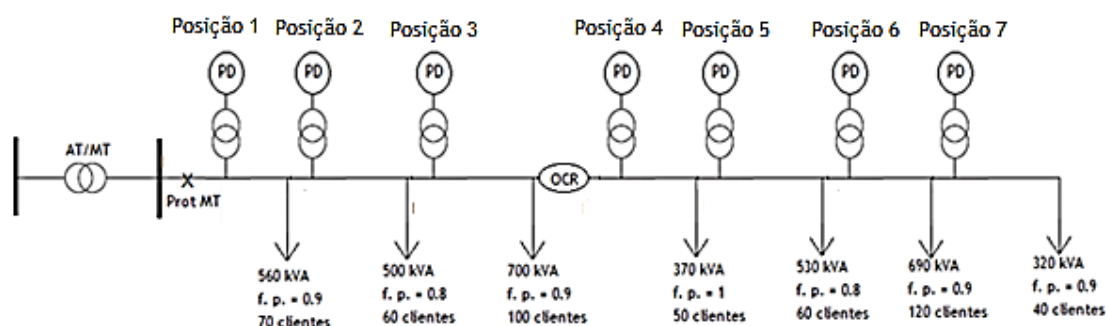


Figura 6.3. Posições possíveis da produção dispersa (PD) na linha de exemplo.

A perda de sensibilidade das proteções não se manifesta, pelo menos de uma forma significativa, nos índices de fiabilidade habitualmente utilizados, porque este problema não irá fazer com que as proteções deixem de atuar, na maior parte das vezes. Assim, para avaliar a perda de sensibilidade foram utilizados dois índices:

- Número de disparos num ano do nível I>>> da função MIF - Como é o nível de atuação com corrente de arranque mais elevada, uma redução na corrente vista pelas proteções, irá reduzir o número de disparos provocados por este nível.
- Tempo total de atuação da proteção MIF num ano - Representa o tempo total de atuação da proteção MIF, para todos os defeitos entre fases que ocorrem na linha. Este valor varia com o tempo de atuação dos diferentes níveis de proteção, mas também com as correntes vistas pelas proteções e número de defeitos. Assim é possível comparar estes tempos para verificar a perda de sensibilidade. Uma perda de sensibilidade significa, neste caso, um aumento do tempo.

6.3.3. Resultados

Os resultados obtidos representam três comparações efetuadas:

- Comparação dos índices descritos, sem OCR 3, com e sem produção dispersa;
- Análise da introdução de um OCR 3 na linha com produção dispersa, em comparação com a linha sem OCR 3;
- Análise dos efeitos da mudança de parametrizações definida na Secção 6.3.2, em comparação com o caso base de parametrizações do OCR 3.

i. Efeitos da introdução de produção dispersa na linha

Na Figura 6.4 estão apresentados os resultados obtidos com a análise efetuada. A linha considerada não contém qualquer OCR 3, porque apenas se pretende analisar os efeitos da presença de produção dispersa.

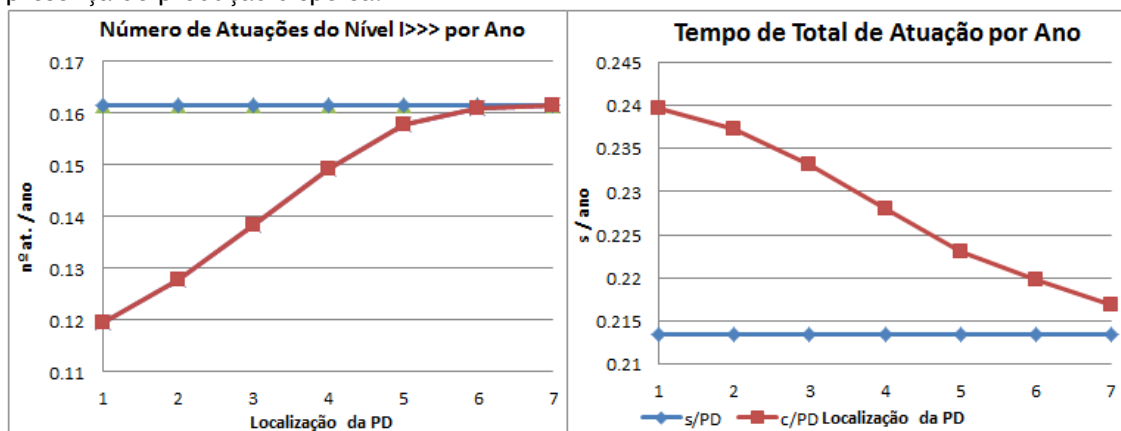


Figura 6.4. Número de atuações do nível I>>> e tempo total de atuação das proteções MIF num ano, para uma rede sem OCR 3.

A análise dos resultados revela que, quanto mais próxima a produção dispersa está da subestação, maior será a perda de sensibilidade. Esta perda de sensibilidade é representada, na Figura 6.4, por uma diminuição do número de disparos devido ao nível I>>> da proteção MIF da saída MT e por um aumento do tempo total de atuações da proteção MIF. Os resultados obtidos estão de acordo com o que já tinha sido provado na Secção 4.2.2.

ii. Análise da introdução de um OCR 3 na linha com produção dispersa

Na Figura 6.5 estão apresentados os gráficos com os resultados obtidos após a introdução de um OCR 3 na linha de exemplo. Os resultados representam as atuações das duas proteções presentes na linha, ou seja, o OCR 3 e a proteção de saída da linha.

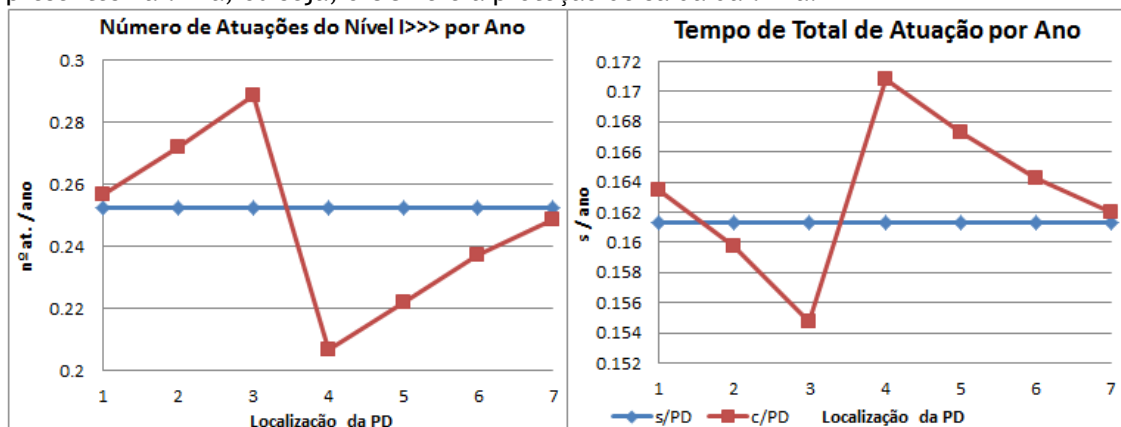


Figura 6.5. Número de atuações do nível I>>> e tempo total de atuação das proteções MIF num ano, para uma rede com OCR 3.

Considerando apenas os casos sem produção dispersa, nota-se que, a simples introdução de um OCR 3 na rede com as parametrizações descritas na Tabela 6.3, faz com que a sensibilidade da rede aumente. Tal facto é visível pela comparação dos gráficos das Figuras 6.4 e 6.5. Nota-se, nos casos sem produção dispersa, que a introdução de um OCR 3 na linha faz aumentar o número de atuações do nível I>>> (é considerado o nível I>>> tanto do OCR 3 como da proteção de saída MT) e diminuir o tempo de total de atuação num ano (ver linhas azuis dos gráficos das Figuras 6.4 e 6.5). Este resultado é explicado pela introdução de um

novo dispositivo de proteção em série (OCR 3), com uma corrente de arranque do nível I>>> mais reduzida, que provoca um aumento da sensibilidade.

A comparação entre a linha com OCR 3 antes e após a introdução de produção dispersa revela duas zonas bem diferenciadas para análise de sensibilidade das proteções:

- Produção dispersa colocada a montante do OCR 3 - A sensibilidade total das proteções é aumentada com exceção da localização 1 da produção dispersa que, devido à perda de sensibilidade da proteção de saída MT, vê o tempo de atuação das proteções MIF aumentar ligeiramente. Para os restantes pontos de localização da produção dispersa a sensibilidade na rede aumenta. Este facto é explicado pelo aumento da corrente vista pelo OCR 3, devido à localização da produção dispersa a montante, que supera a perda de sensibilidade sentida pela saída MT.
- Produção dispersa colocada a jusante do OCR 3 - A sensibilidade da linha é reduzida, seja qual for o ponto em que está instalada a produção dispersa. Esta redução de sensibilidade vai diminuindo à medida que a produção dispersa se aproxima do final da linha. Esta diminuição abrupta da sensibilidade é explicada pela presença da unidade de produção dispersa a jusante de ambos os dispositivos de proteção, reduzindo a sensibilidade de ambos, ao contrário do primeiro ponto em que reduzia a sensibilidade da proteção de saída MT, mas aumentava a do OCR 3.

As conclusões retiradas nos parágrafos anteriores estão de acordo com que o já havia sido referido teoricamente na Secção 5.4.1.

iii. Análise dos efeitos da mudança de parametrizações no OCR 3

Na Figura 6.6 está representado o número de atuações do nível I>>>, da função MIF e tempo de atuação total num ano, apenas do OCR 3 colocado na linha. Estão apresentados os resultados obtidos sem produção dispersa, com produção dispersa sem alteração da função MIF e com produção dispersa com alteração da função MIF (ver Tabela 5.6). Nota-se que a alteração das parametrizações faz com que a perda de sensibilidade, provocada pela presença de produção dispersa a jusante do OCR 3, seja anulada.

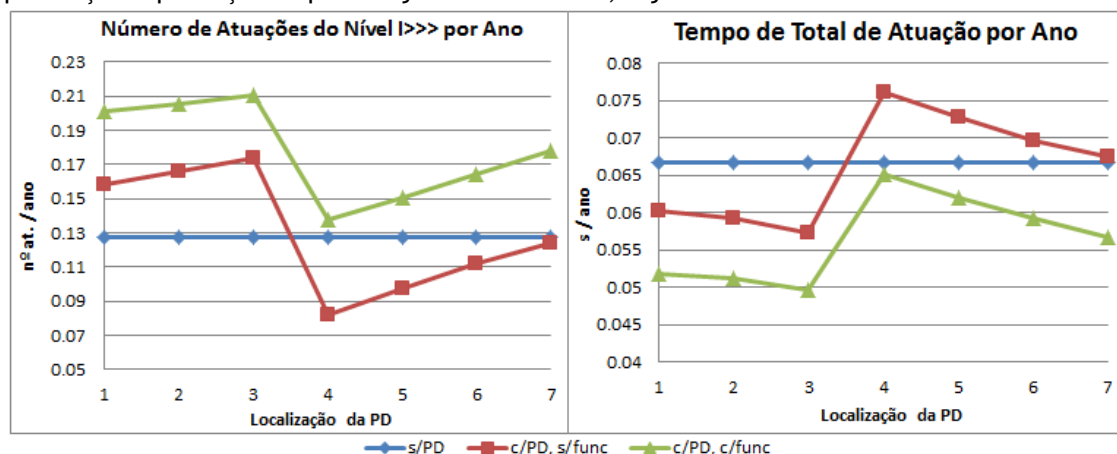


Figura 6.6. Número de atuações do nível I>>> e tempo total de atuação das proteções MIF num ano, do OCR 3, antes e após a introdução do fator de correção.

O efeito global nas duas proteções do sistema está apresentado na Figura 6.7. Nota-se que a modificação das parametrizações da função MIF do OCR 3 provoca um aumento de sensibilidade suficiente para que o valor dos índices, com a introdução de produção dispersa, nunca seja superior ao caso base, sem produção dispersa. Conclui-se assim que a modificação

descrita para as parametrizações do OCR 3 aumenta a sensibilidade de detecção de defeitos na linha, para valores semelhantes ao caso em que não existe produção dispersa na linha, no pior caso possível (neste caso é quando a produção dispersa está na posição 4, que significa que está imediatamente a jusante do OCR 3).

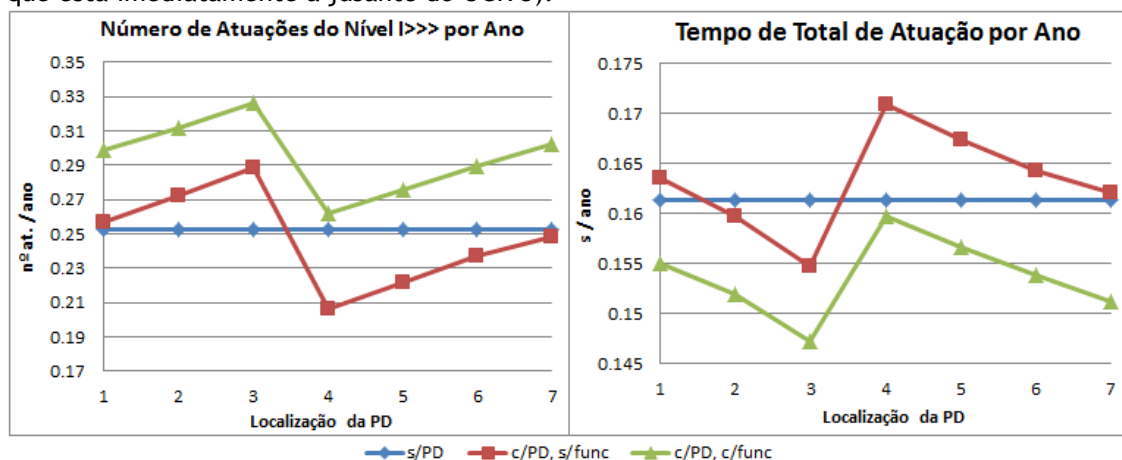


Figura 6.7. Número de atuações do nível I>>> e tempo total de atuação das proteções MIF num ano, para as duas proteções da linha, antes e após a introdução do fator de correção.

6.4. Inibição da Função de Religação - Efeitos da Utilização do OCR 3

Nesta secção são verificados os efeitos da inibição da religação, por parte das proteções presentes na saída MT e no OCR 3, devido à presença de produção dispersa na linha. Será analisada também a influência da função de proteção definida na Secção 5.4.2 nos índices de fiabilidade. Neste caso, tem também de ser considerada a introdução de uma unidade de produção dispersa na linha. É considerada a mesma unidade que foi usada na Secção 6.3.

6.4.1. Coordenação entre o OCR 3 e o Painel de Saída da Linha MT

A coordenação entre o OCR 3 e o painel de saída da linha MT é realizado da forma descrita na Tabela 6.6, porque existe produção dispersa na rede. Não é necessário realizar qualquer outro tipo de alteração.

Para a função de proteção de presença de tensão, são realizadas as parametrizações descritas na Secção 5.4.2.

6.4.2. Modelização da Rede para Efetuar os Estudos de Inibição da Função de Religação

Para realizar a análise de fiabilidade à inibição da função de religação é necessário ter em conta as seguintes situações:

- Defeitos a montante do OCR 3 - A religação do painel de saída MT é inibida, devido à presença de produção dispersa na linha, qualquer que seja a localização da mesma. Como a produção dispersa tem o cenário de proteções B a sua atuação é temporizada, verificando-se sempre a inibição da religação. Para defeitos não permanentes, a alimentação só é repostada após ser efetuada a religação do disjuntor de forma manual.

- Produção dispersa a montante do OCR 3 - Para defeitos a jusante do OCR 3, a religação pode ser realizada da forma habitual, porque não existe fonte de tensão a jusante do mesmo.
- Produção dispersa a jusante do OCR 3 - Para defeitos a jusante do OCR 3, a religação pode ou não ser realizada, conforme esteja ou não presente a função descrita na Secção 5.4.2. Se esta função não estiver presente, a religação é inibida tal como ocorre na saída MT, ou seja, o disjuntor permanece aberto seja qual for o tipo de defeito, sendo necessário efetuar a religação do OCR manualmente. Por outro lado, se a função de presença de tensão estiver presente, a função de religação é efetuada pelo OCR 3, após a abertura do disjuntor presente na produção dispersa.

Têm também de ser definidas as seguintes variáveis:

- Tempo de ligação manual do disjuntor da subestação ou do OCR 3 - Segue uma distribuição Log-normal com um valor médio de 2 min (igual à Secção 6.2.2).
- Tempo de abertura do disjuntor da produção dispersa - Como se tratam de geradores de baixa potência, não têm a capacidade de regulação de frequência, retirando de serviço a produção dispersa rapidamente aquando do funcionamento em ilha. Para simplificação, é considerado um valor aleatório de 0 a 1 s.

Os índices de fiabilidade utilizados são os mesmos utilizados na Secção 6.2, ou seja:

- SAIDI;
- SAIFI;
- MAIFI.

6.4.3. Resultados

Os resultados obtidos com a análise de fiabilidade efetuada compreendem as seguintes comparações:

- Diferenças entre os índices de fiabilidade antes e após a introdução de produção dispersa na linha com OCR 3;
- Diferenças entre os índices de fiabilidade com e sem a função de deteção de tensão descrita na secção 5.4.2 no OCR 3.

i. Efeitos da introdução de produção dispersa nos índices de fiabilidade

Na Figura 6.8, estão apresentados os resultados obtidos para o SAIDI. Embora as diferenças neste índice sejam relativamente reduzidas entre os casos com e sem produção dispersa, nota-se que, quando esta é instalada na rede, o número de horas média que um cliente está sem alimentação elétrica aumenta. Este facto pode ser explicado pela inibição da função de religação por parte da saída MT, que faz com que os defeitos não permanentes tenham de ser extintos com uma religação manual. Nota-se também um ligeiro aumento deste valor quando a produção dispersa está a jusante do OCR 3. Neste caso também a religação do OCR 3 tem de ser inibida, originando os mesmos efeitos descritos para o caso da saída MT.

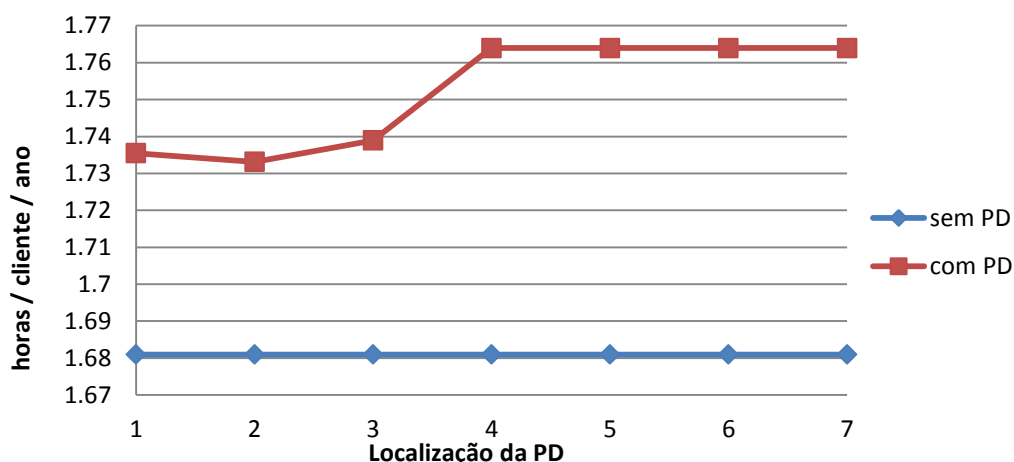


Figura 6.8. Evolução do SAIDI em função da posição da produção dispersa, numa linha com OCR 3.

Na Figura 6.9 estão apresentados os resultados obtidos para o SAIFI e para o MAIFI. Nota-se um aumento do SAIFI e uma diminuição do MAIFI, com a introdução de produção dispersa na linha. A introdução de produção dispersa na linha, e consequente inibição da religação, faz com que alguns defeitos que teriam um tempo de interrupção menor do que três minutos (representados pelo MAIFI) passem a ter um tempo de interrupção maior do que estes três minutos (representados pelo SAIFI), transferindo assim interrupções do MAIFI para o SAIFI. Este facto é agravado quanto a produção dispersa está instalada a jusante do OCR 3, porque, neste caso, também o OCR 3 tem de ter a função de religação inibida, quando a produção está ligada à linha.

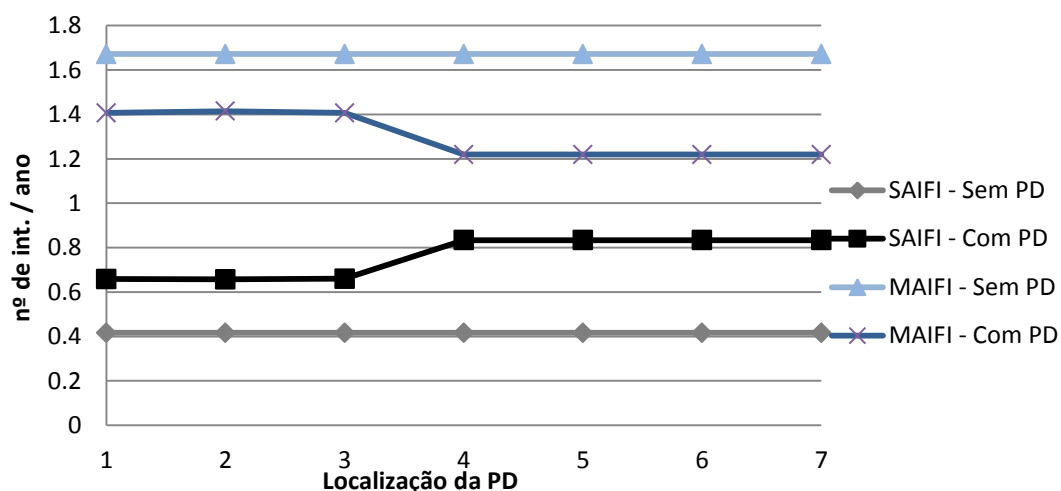


Figura 6.9. Evolução do SAIFI e do MAIFI em função da posição da produção dispersa, numa linha com OCR 3.

Conclui-se que a introdução de produção dispersa na linha piora a qualidade de serviço global. Embora a deterioração do SAIDI seja reduzida, muitos dos defeitos que, sem produção dispersa instalada, seriam de curta duração, após a instalação da produção passam a ser de longa duração.

ii. Efeitos da introdução da função de detecção de tensão no OCR 3

Na Figura 6.10 está apresentado o SAIFI e o MAIFI, para as situações antes e após a introdução da função de detecção de tensão descrita na Secção 5.4.2. Nota-se que, após a introdução da função no OCR 3, mesmo que a unidade de produção dispersa esteja colocada a jusante do OCR 3, os índices mantêm um valor constante, ao contrário do que acontecia na

situação sem função, em que se verificava um aumento do SAIFI e uma diminuição do MAIFI. Os valores obtidos podem ser explicados pela realização da função de religação, de uma forma automática, por parte do OCR 3 após a abertura do disjuntor de interligação da produção dispersa, ao contrário do que acontecia na situação sem função em que a religação tinha de ser realizada de forma manual.

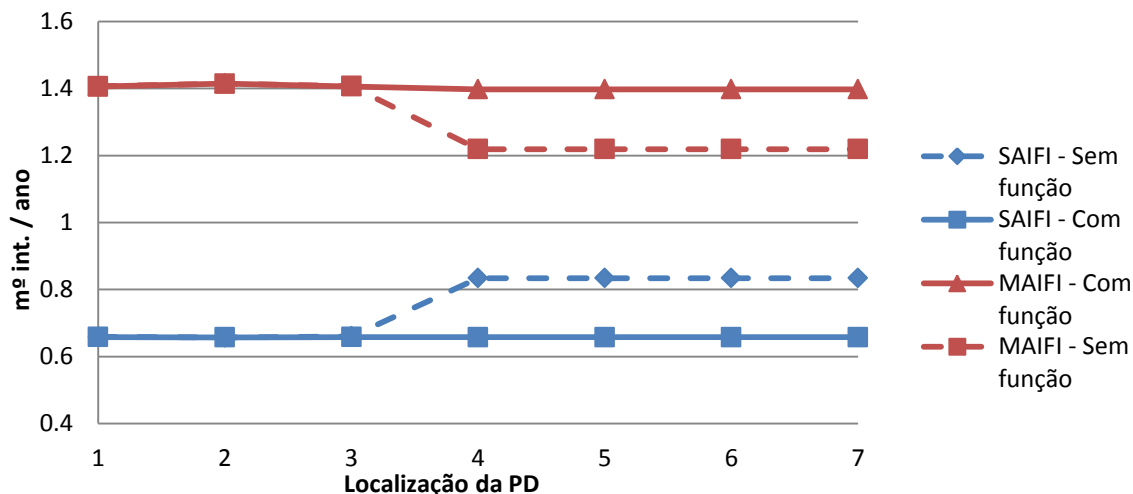


Figura 6.10. Evolução do SAIFI e do MAIFI em função da posição da produção dispersa, numa linha com OCR 3, antes e após a introdução da função definida na secção 4.3.2.

Conclui-se que a introdução da função de deteção de tensão, que permite efetuar a religação de uma forma automática, descrita na Secção 5.4.2, permite aumentar a qualidade de serviço, quando existe produção dispersa a jusante do OCR 3.

6.5. Disparo Intempestivo das Proteções Devido a um Defeito numa Linha Adjacente - Efeitos da Utilização do OCR 3

Nesta secção será analisada a influência, que a introdução de uma linha adjacente tem nos índices de fiabilidade da linha de exemplo considerada. O problema introduzido por esta linha adjacente será o disparo das proteções presentes na linha de exemplo (quer da proteção de saída MT, quer do OCR 3), para um defeito numa linha adjacente. Para simular este problema na rede de exemplo, é necessário considerar, para além da unidade de produção dispersa já definida, uma linha adjacente à linha de exemplo já definida na Secção 6.1. A linha considerada será semelhante à já definida anteriormente, sendo a única diferença o seu comprimento que foi considerado como sendo de 12 km (ver Figura 6.11).

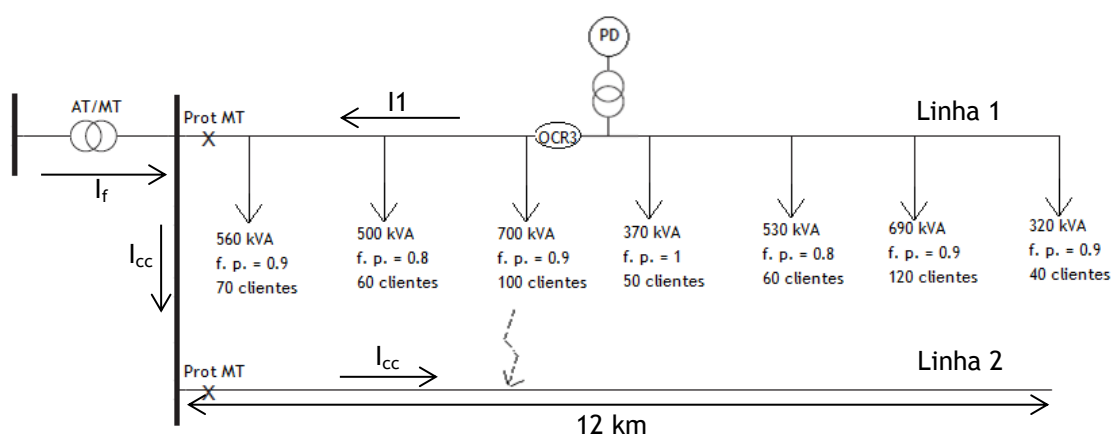


Figura 6.11. Rede de exemplo com a inclusão de uma linha adjacente para testar a saída de serviço da linha devido a um defeito numa linha adjacente.

6.5.1. Parametrização das Proteções das Linhas

As parametrizações da linha de exemplo (linha 1, na Figura 6.11), são realizadas da mesma forma descrita na Secção 6.3.1, Tabela 6.6. Para a nova linha considerada (linha 2, na Figura 6.11), as parametrizações da proteção de saída MT são realizadas da forma habitual para uma linha sem OCR 3. Estas parametrizações estão apresentadas na Tabela 6.7 para a proteção MIF e na Tabela 6.8 para a proteção MIH.

Tabela 6.7. Parametrizações da proteção MIF do painel de saída da linha 2.

	Corrente de Operação (A)	Top (s)
I>(MT)	287	1
I>>(MT)	410	0.5
I>>>(MT)	2000	0.1

Tabela 6.8. Parametrização das proteções contra defeitos à terra para linha 2.

	Corrente de Arranque (A)	Top (s)	U min	a
I0> (PTR, MT)	2	"Long Time Inverse", TM=0.4	-	-
I0>> (MIHD, MT)	40	0.5	2%Un/√3	10°
I0>>> (MIH, MT)	90	0.15	-	-

6.5.2. Modelização da Rede para Efetuar os Estudos de Disparo Intempestivo

Para realizar a análise de fiabilidade deste sistema é necessário considerar as duas linhas apresentadas na Figura 6.11, com as mesmas características utilizadas nos casos anteriores. Os defeitos que ocorrem na linha 2, só irão afetar os índices de fiabilidade da linha 1, se as correntes de defeito tiverem os valores certos para fazer atuar a proteção MIF do painel de saída da linha 2, num tempo igual ou mais lento que as proteções presentes na linha 1 (painel de saída da linha e OCR 3). Sempre que ocorra um problema deste tipo podem ocorrer duas situações, dependendo da localização da produção dispersa (ver Figura 6.11):

- Se a produção dispersa estiver a montante do OCR 3, todas as cargas serão colocadas fora de serviço pela proteção MIF do painel de saída MT e a religação será inibida devido à presença de tensão a jusante do painel de saída MT. A reposição de serviço aos clientes terá de ser reposta manualmente, local ou remotamente.
- Se a produção dispersa estiver a jusante do OCR 3 podem ocorrer duas situações: se for o OCR 3 a atuar, apenas as cargas a jusante do mesmo serão colocadas fora de serviço devido à sua abertura; se for o painel de saída MT a atuar todas as cargas serão colocadas fora de serviço. No caso de ser o OCR 3 a atuar, e ao contrário do que ocorre com a atuação do painel MT, a alimentação será reposta de uma forma automática, depois de o disjuntor da produção dispersa abrir, devido à atuação da função de proteção descrita na Secção 5.4.2¹⁷.

6.5.3. Resultados

Para analisar os efeitos que a adição de uma linha adjacente tem na fiabilidade da linha de exemplo, são realizadas as seguintes comparações:

- Análise da introdução de uma linha adjacente na subestação, em comparação com o caso base (sem qualquer dispositivo adicionado na linha);
- Análise da introdução de um OCR 3 na linha de exemplo (linha 1), em comparação com o caso sem OCR 3.

i. Análise dos efeitos da introdução de uma linha adjacente na subestação

Na Figura 6.12 estão apresentados os resultados do SAIFI e do MAIFI, para os casos com e sem linha adjacente, na situação em que a linha de exemplo não possui OCR 3. O aumento do MAIFI é superior ao aumento do SAIFI, porque como os defeitos que provocam os aumentos não ocorrem na linha, não sendo necessário proceder à reparação dos mesmos, tornando grande parte das interrupções inferiores a três minutos (depende do tempo de fecho manual do disjuntor de saída MT, com valor médio de 2 minutos). Este facto leva também a que o valor do SAIDI se mantenha sensivelmente constante para ambos os casos.

¹⁷ Para esta análise é considerado que esta função está sempre presente no OCR 3.

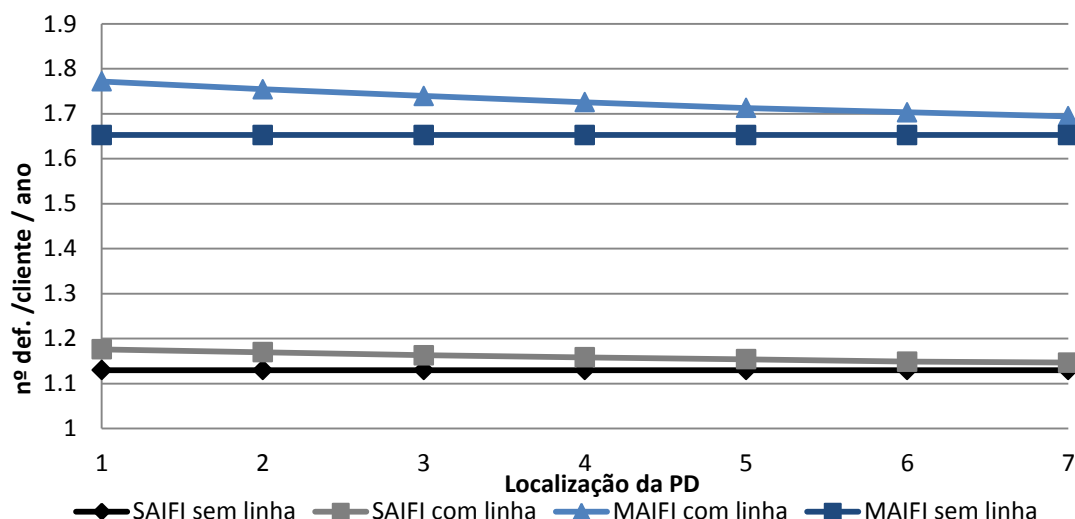


Figura 6.12. Evolução do SAIFI e do MAIFI para a linha de exemplo sem OCR 3, antes e após se considerar a linha 2.

Os valores, quer do MAIFI, quer do SAIFI, diminuem à medida que se afasta a produção dispersa da subestação. Esta evolução pode ser vista na Figura 6.12. Este facto pode ser explicado pelo número de ocorrências de disparos intempestivos verificadas. Este número diminui à medida que se afasta a produção dispersa da subestação, devido ao aumento da impedância até ao defeito e consequente diminuição da corrente de defeito, vista pelo painel de saída MT. Na Figura 6.13 está representada esta evolução, ou seja, à medida que o número de operações indevidas diminui, também diminui a contribuição da linha adjacente para o aumento do MAIFI e do SAIFI da linha de exemplo.

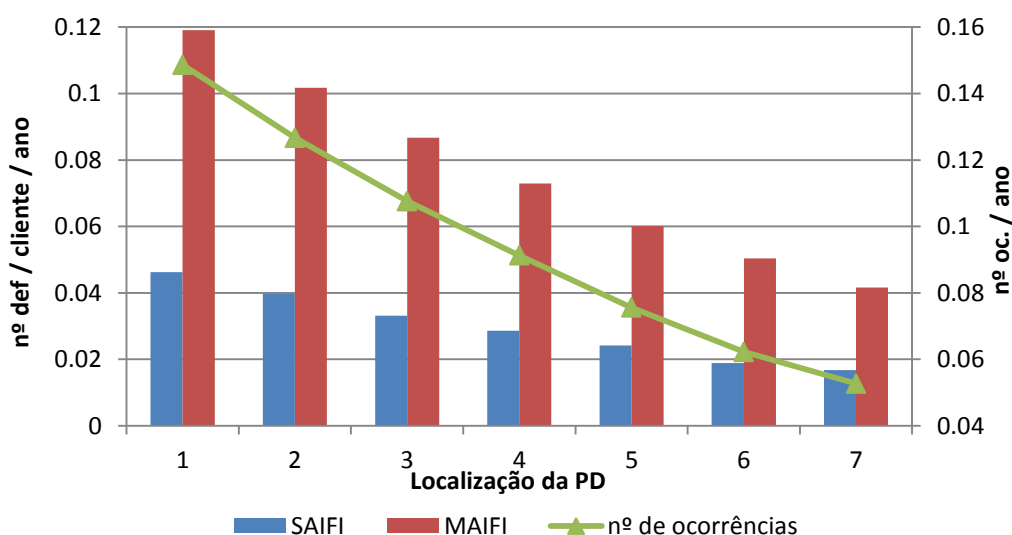


Figura 6.13. Número de disparos intempestivos na linha de exemplo, sem OCR 3, provocados por defeitos na linha 2 e respetiva contribuição para o aumento do SAIFI e do MAIFI.

Conclui-se assim que a presença de uma linha adjacente a uma linha com produção dispersa piora os seus índices de fiabilidade. A presença de uma única linha adjacente provoca apenas um aumento, relativamente, pouco significativo destes índices (ver Figuras 6.12 e 6.13). No entanto, a natural presença de mais linhas adjacentes na subestação pode aumentar significativamente estes valores. Concluiu-se também que o problema de disparo

indevido depende muito da localização da produção dispersa. Quanto mais próxima esta estiver da subestação, maior será a corrente de defeito e maior o número de disparos intempestivos, piorando a qualidade de serviço.

ii. Análise da introdução de um OCR 3 na linha de exemplo

Na Figura 6.14 está representada a evolução do SAIFI e do MAIFI com a localização da produção dispersa na linha de exemplo. Nota-se a mesma evolução dos índices verificada no ponto i. Assim, a diferença entre os índices com e sem introdução de uma linha adjacente vai diminuindo à medida que a produção dispersa se afasta da subestação, pelas razões já descritas.

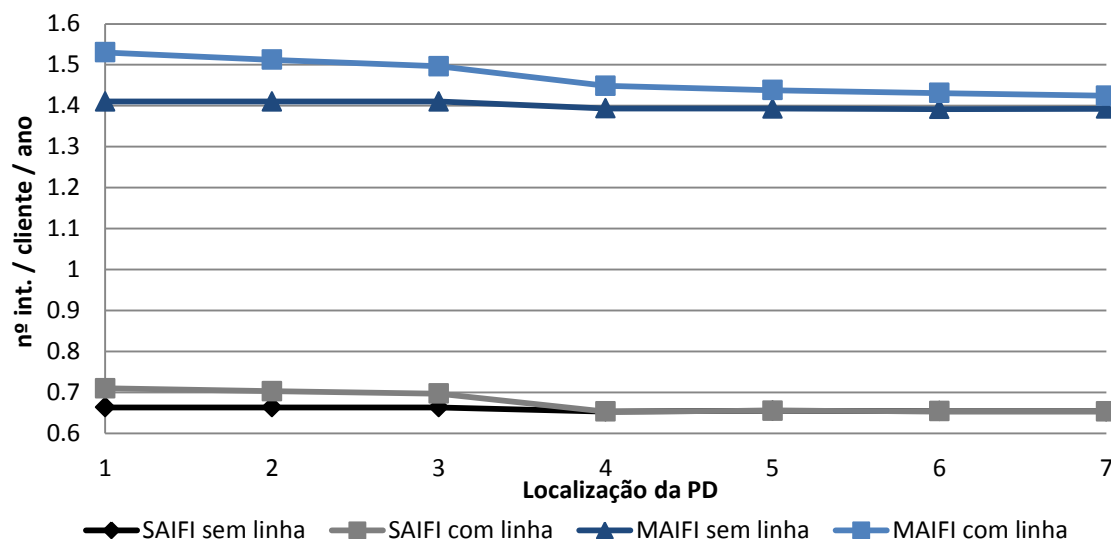


Figura 6.14. Evolução do SAIFI e do MAIFI para a linha de exemplo com OCR 3, antes e após se considerar a linha 2.

Na Figura 6.15 estão representadas as diferenças entre as contribuições para os índices, provocados pela adição da linha adjacente, para os casos com e sem OCR 3. Nota-se que o OCR 3 atua sempre que a produção dispersa esteja a jusante deste, impedindo o painel MT de atuar por completo. Devido a este facto, a principal diferença para o caso sem introdução de OCR 3 dá-se a partir do ponto onde este está instalado. A partir deste mesmo ponto, ocorrem as seguintes modificações nos índices:

- **SAIFI** - A contribuição da linha adjacente para o aumento deste índice mantém-se igual, para os casos com e sem OCR 3, na linha de exemplo, até ao ponto onde está instalado o OCR 3. A partir deste ponto, a contribuição para o SAIFI para a linha com OCR 3, ao contrário do que ocorre para o caso da linha sem dispositivo, é nula. Este facto pode ser explicado, porque a partir deste ponto apenas o OCR 3 atua na ocorrência deste tipo de defeitos. Como o OCR 3 tem a função de deteção de tensão descrita na Secção 5.4.2, fecha de forma automática, depois de a produção dispersa sair de serviço, tornando todos os disparos, devido a um defeito na linha adjacente, inferiores a três minutos. Pelo contrário, no caso sem OCR 3 a religação do painel MT é inibida, devido à presença de produção dispersa, tendo de ser fechado manualmente, podendo ou não os defeitos serem inferiores a três minutos.
- **MAIFI** - Tal como no caso anterior, a contribuição da linha adjacente para este índice mantém-se sensivelmente igual, nos casos com e sem OCR 3, até ao ponto onde este está instalado. A partir deste ponto dá-se uma quebra da contribuição para o MAIFI

para o caso com OCR 3. Como é sempre o OCR 3 a abrir na ocorrência deste tipo de defeito, apenas os clientes a jusante deste serão afetados, diminuindo o MAIFI. Pelo contrário, para o caso sem OCR 3, é sempre o painel MT a atuar retirando de serviço todos os clientes alimentados pela linha de exemplo.

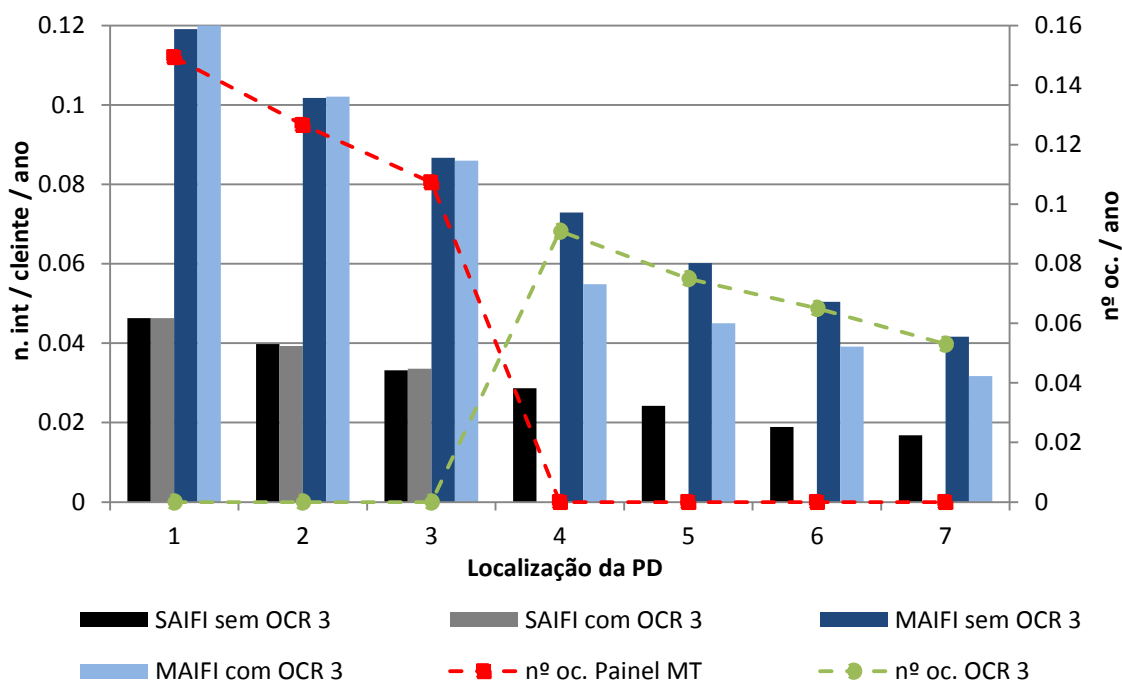


Figura 6.15. Número de disparos intempestivos na linha de exemplo com OCR 3, provocados por defeitos na linha 2 e respetiva contribuição para o aumento do SAIFI e do MAIFI.

Conclui-se que a introdução de um OCR 3 na linha, diminui a contribuição para o aumento do SAIFI e do MAIFI, provocado pelo disparo intempestivo das proteções, devido à introdução de uma linha adjacente e à presença de produção dispersa. No entanto, esta melhoria apenas ocorre quando a produção dispersa está colocada a jusante do OCR 3. Se a produção dispersa estiver colocada a montante do mesmo, não existe qualquer alteração devido à introdução do OCR 3 na linha.

6.6. Resumo

Neste capítulo são estudadas as vantagens da introdução de um OCR 3, com as funções de proteção e parametrizações definidas no Capítulo 5, numa linha aérea de média tensão. São também estudados os efeitos da introdução deste tipo de dispositivos numa linha com produção dispersa.

Foi realizada uma análise de fiabilidade, utilizando o método de Monte Carlo não sequencial. As principais conclusões retiradas desta análise são:

- A introdução de qualquer tipo de OCR numa linha (incluindo IAR e IAT) vai aumentar a qualidade de serviço prestada, porque permitem um rápido isolamento de defeitos a jusante.

- A principal vantagem do OCR 3 em comparação com os restantes tipos de OCR prende-se essencialmente com os defeitos de curta duração, representados pelo MAIFI. Como os OCR 3 têm funções de proteção, ao contrário dos restantes OCR, os clientes a montante deste não vão sentir qualquer interrupção para defeitos a jusante do mesmo.

Quando está presente produção dispersa na linha as principais conclusões retiradas foram:

- A simples introdução de um OCR 3, com as parametrizações descritas, aumenta a sensibilidade para deteção de defeitos, diminuindo os efeitos nefastos de perda de sensibilidade provocados pela introdução de produção dispersa. No entanto, para que a sensibilidade seja semelhante antes e após a introdução de produção dispersa na rede, é necessário modificar o último nível de atuação da proteção MIF. Após esta modificação verifica-se que a sensibilidade com produção dispersa é sempre igual ou melhor que o caso sem produção dispersa.
- Para o problema de inibição da função de religação, prova-se que a introdução de um OCR 3 na linha, com a função de presença de tensão descrita na Secção 5.4.2 melhora a continuidade de serviço, diminuindo o número de defeitos de longa duração (representados pelo SAIFI). Esta melhoria verifica-se quando a produção dispersa está a jusante do OCR 3, pois para estes casos, a religação, após a implementação da função de deteção de tensão descrita, ocorre de forma automática, depois da produção dispersa sair de serviço.
- Para o problema de disparo intempestivo das proteções devido a um defeito numa linha adjacente verificou-se que existe uma pequena deterioração dos índices estudados. A introdução de um OCR 3 diminui a contribuição das linhas adjacentes para o aumento do SAIFI e do MAIFI, devido a duas razões: (1) se a produção dispersa estiver localizada a jusante do OCR 3 este irá abrir, em vez do painel MT, retirando a alimentação a menos clientes; (2) devido à função de presença de tensão descrita na Secção 5.4.2, sempre que é o OCR 3 a abrir devido a defeitos deste tipo, este irá fechar de forma automática após a produção dispersa ser retirada de serviço, repondo o serviço aos clientes afetados mais rapidamente.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste trabalho foi descrito um sistema de proteções que, após aplicação ao OCR 3, permite uma correta coordenação com a proteção de saída das linhas de média tensão (MT), para deteção de defeitos entre fases e à terra. Foi também considerada a introdução de produção dispersa (PD) e foram descritas as respetivas alterações a realizar no sistema de proteções para estes casos. Por fim foi efetuada uma análise da qualidade de serviço de uma linha aérea MT com a introdução de um OCR 3.

Este capítulo descreve, numa primeira fase, as conclusões retiradas da realização desta Dissertação. Nele está contida a descrição das limitações do sistema de proteções elaborado. Por fim, são enunciados os possíveis trabalhos futuros relacionados com a introdução de OCR 3 nas redes aéreas MT.

7.1. Conclusões

A correta introdução de OCR 3 nas redes aéreas MT revelou diversos desafios, devido à coordenação com as proteções de saída das linhas MT, às diferentes topologias das linhas e à presença de produção dispersa (PD). Foram desenvolvidas uma série de sistemas de proteção, tendo em conta cada um dos desafios enumerados, para que se verifique, em todos os tipos de defeitos, seletividade entre todas as proteções da linha, ao mesmo tempo que os defeitos são eliminados num intervalo de tempo o mais curto possível, para minimizar os efeitos nefastos das correntes e tensões de curto-circuito. Verificou-se ainda, um aumento sistemático da qualidade de serviço com a introdução de um OCR 3 numa aérea MT, sendo, no entanto, para algumas situações uma melhoria muito reduzida.

Com o intuito de simplificar a coordenação com as proteções de saída da linha MT, as proteções consideradas para o OCR 3 são as mesmas que as utilizadas na subestação. Assim, estas são: máxima intensidade de fase (MIF), máxima intensidade homopolar (MIH) e deteção de tensão. Provou-se que a coordenação entre o OCR 3 e a proteção de saída MT apenas pode ser atingida por discriminação temporal. Este facto ocorre, porque a discriminação por corrente de arranque pode não ser verificada, devido às grandes variações de correntes de defeito averiguadas nas redes MT. Estas variações ocorrem devido às alterações de potência

de defeito da rede de alta tensão (AT) a montante e à presença de produção dispersa em linhas adjacentes.

No caso de redes radiais, as principais conclusões retiradas, segundo o tipo de proteção são as seguintes:

- MIF - Esta proteção, tal como ocorre na proteção de saída da linhas MT, terá de ter três níveis de atuação, sendo que os dois primeiros têm em conta os limites técnicos da linha e por isso, a sua corrente de arranque não deve ser alterada em relação à proteção de saída da linha. Por outro lado, a corrente de arranque do último nível de atuação (o nível com tempo de atuação mais rápido) deve estar parametrizado, tendo em conta a corrente mínima verificada na rede para defeitos trifásicos simétricos, que representam os defeitos com quedas de tensão mais severas. Provou-se que esta corrente mínima ocorre para o ponto de maior impedância da linha (habitualmente significa o ponto mais distante da linha da subestação), nos períodos em que a potência de curto-circuito da rede AT é mínima.
- MIH - Para defeitos à terra comprovou-se que não existem grandes alterações nas correntes de defeito, devido à presença da impedância de neutro ou devido ao neutro estar isolado (depende do tipo de neutro utilizado na subestação). Assim, as correntes de arranque não devem ser alteradas em relação ao utilizado na proteção de saída da linha. A principal diferença a inserir no OCR 3, em relação às proteções presentes nas saídas MT, é que não pode existir a proteção PTR com curva de tempo-inverso, para que não se perca a coordenação entre o OCR 3 e as restantes saídas da subestação, na ocorrência de defeitos muito resistivos nas mesmas. A substituição desta proteção com uma proteção direcional (já utilizada para o segundo nível de atuação) resolve este problema, sem se perder sensibilidade de deteção deste tipo de defeitos.

No caso de redes em anel aberto, as principais conclusões retiradas, segundo o tipo de proteção são as seguintes:

- MIF - Neste caso, a única diferença a considerar em relação ao caso radial é no último nível de atuação, em que a corrente mínima de defeito trifásico simétrico, tem de ser determinada considerando todas as configurações que a linha pode tomar. Provou-se que esta corrente se verifica para defeitos no ponto de maior impedância da linha, e quando a configuração faz com que seja a subestação com menor potência de curto-circuito, se a linha tiver uma impedância constante. No caso da impedância da linha não ser constante, é necessário efetuar um estudo para verificar qual a configuração que implica uma menor corrente de defeito.
- MIH - Para estas proteções provou-se que não é possível existirem proteções direcionais, pois a corrente pode fluir em qualquer dos sentidos, consoante a configuração da rede. Em substituição das proteções direcionais devem ser utilizadas proteções não direcionais, com uma corrente de arranque mais elevada para evitar disparos intempestivos, devido a defeitos em linhas adjacentes. Uma corrente de arranque de 5 A deve ser suficiente para prevenir estes casos. Este aumento da corrente de arranque provoca, no entanto, uma perda de sensibilidade das proteções para detetar defeitos à terra muito resistivos.

Com a inserção de produção dispersa (PD) na linha verificou-se que, os problemas inseridos por esta continuam a existir. No entanto, os seus efeitos nefastos são reduzidos com instalação do OCR 3. Para cada um dos problemas analisados as principais conclusões retiradas são:

- Perda de Sensibilidade - Provou-se, por via analítica, que a perda de sensibilidade é reduzida com a instalação de um OCR 3 na linha. Este facto ocorre para defeitos a jusante do OCR 3, quando a PD é colocada a montante deste. Por outro lado, quando a PD está colocada a jusante do OCR 3, existe uma perda de sensibilidade semelhante à que existia antes da instalação do OCR 3. Para ultrapassar este facto foi determinado um fator de correção do último nível de atuação da proteção MIF (I>>>) do OCR 3, que permite que esta perda de sensibilidade seja reduzida, pelo menos no caso de defeitos com maiores correntes de defeito.
- Inibição da Função de Religação - A função de religação do OCR 3 tem de ser função da presença ou ausência de tensão, para não se verificarem paralelos intempestivos. Previu-se uma degradação da qualidade e continuidade de serviço sempre que a religação for inibida, porque os defeitos não permanentes deixam de ser extintos de uma forma automática. Assim, foi desenvolvida uma função de deteção de tensão que permite ao OCR 3 efetuar as religações. Esta função, ao invés de repor a função de religação no repouso, como acontece no caso da proteção de saída da linha, espera que deixe de existir tensão a jusante (desligação da PD, que deve ocorrer em poucos segundos, devido ao funcionamento em ilha) para iniciar os ciclos de religação. Desta forma, as religações são efetuadas, pois a função não é inibida.
- Disparo Intempestivo das Proteções da Linha - Como a proteção determinada para o OCR 3 não é direcional, este problema também o pode afetar. Para este caso, determinaram-se as ocorrências que podem existir quando ocorre um defeito numa linha adjacente. É difícil retirar uma conclusão apenas de forma analítica, visto que a continuidade de serviço pode aumentar, porque o OCR 3 faz com que saiam de serviço apenas os clientes a jusante dele; ou diminuir, porque o OCR 3, como tem uma corrente de arranque (do nível I>>>) e tempos de atuação mais reduzidos, pode provocar uma maior frequência deste problema, comparativamente ao caso sem o dispositivo.

Por fim, a análise à qualidade de serviço revelou uma melhoria generalizada aquando da introdução de um OCR 3 na linha MT de exemplo. De uma forma mais específica, as conclusões retiradas das análises produzidas são as seguintes:

- Comparação dos Efeitos da Instalação de Diversos tipos de OCR - A análise dos resultados revelou que a instalação de qualquer tipo de dispositivo na linha melhora a continuidade de serviço, em comparação com o caso, sem nenhum dispositivo instalado. Os resultados obtidos manifestaram-se em todos os índices de fiabilidade estudados (SAIDI, SAIFI e MAIFI). Em particular, a rede com o OCR 3 revelou uma redução, em relação aos restantes dispositivos nos defeitos de curta duração (inferiores a 3 minutos, representados pelo MAIFI). Nos restantes índices os ganhos são residuais.
- Perda de Sensibilidade - Foi comprovada, numa primeira fase, a perda de sensibilidade das proteções de saída da linha quando se introduz uma unidade de

produção dispersa na linha de exemplo. Após a introdução de um OCR 3 na linha, verificou-se o que já se tinha demonstrado analiticamente, ou seja, sempre que a PD está colocada a jusante do OCR 3 ocorre um aumento da perda de sensibilidade do OCR 3 e consequentemente, das proteções da linha. A inclusão do fator corretivo no OCR 3 para minimizar os efeitos da perda de sensibilidade revelou-se satisfatória, aumentando a sensibilidade total da linha, para valores sempre superiores ao caso sem introdução de PD.

- **Inibição da Função de Religação** - Validou-se, inicialmente, a afirmação realizada de forma puramente analítica, que a inibição da função de religação piora a continuidade de serviço. Embora o número de defeitos se tenha mantido constante, muitos passaram de curta duração para longa duração, aumentando o SAIFI e diminuindo o MAIFI. No que diz respeito ao SAIDI as alterações são muito reduzidas, mas também com uma certa deterioração em relação ao caso sem PD. A introdução de um OCR 3 revelou também uma deterioração da qualidade de serviço, em relação ao caso sem PD. No entanto, nesta situação, a qualidade de serviço é melhor quando a PD está colocada a montante do OCR 3, existindo um aumento do MAIFI e uma diminuição do SAIFI, em relação aos casos em que a PD está colocada a jusante do OCR 3. A implementação da função de deteção de tensão desenvolvida no OCR 3, faz com que os índices de fiabilidade, para os casos em que a PD está a jusante do mesmo, melhorem para os níveis verificados, em situações que a PD está a montante. Os resultados aqui obtidos revelam a influência da função de religação na qualidade e continuidade de serviço.
- **Disparo Intempestivos devido a Defeitos numa Linha Adjacente** - Verificou-se que, após a introdução de uma linha adjacente à linha de exemplo considerada, existe uma degradação de todos os índices de fiabilidade. Este tipo de problemas revelou ser, no entanto, pouco frequente, significando que o aumento dos índices foi reduzido. Por outro lado, é de referir que o teste aqui efetuado apenas considera uma linha adjacente, no caso de existir um maior número de linhas esta degradação pode ser mais significativa. Com a introdução de um OCR 3 na linha de exemplo, verificou-se uma diminuição na contribuição dos defeitos que ocorrem na linha adjacente para a deterioração dos índices de fiabilidade da linha de exemplo, nos casos em que a PD está colocada a jusante do dispositivo. Se, no OCR 3, estiver implementada a função de deteção de tensão desenvolvida, a diminuição referida é ainda mais acentuada, pois se a PD estiver colocada a jusante a contribuição para o aumento do SAIFI será nula, ou seja, todos os defeitos serão de curta-duração (efeito da religação automática). É ainda de referir que, para todos os casos anteriores, o número de disparos intempestivos, provocados por defeitos na linha adjacente, vai diminuindo à medida que a PD se afasta da subestação, corroborando o que foi provado analiticamente.

Resumidamente, o trabalho realizado permitiu efetuar com sucesso a coordenação do OCR 3 com as restantes proteções das linhas aéreas MT. A análise de fiabilidade executada revela ganhos na qualidade e continuidade do serviço prestado, mesmo na presença de PD, embora alguns sejam reduzidos.

7.2. Contribuição do Trabalho

A coordenação entre “reclosers” e as restantes proteções da rede foi já estudada em [9, 17, 31, 39, 40], de uma forma geral. Em [21] são descritas, de uma forma específica para o caso português, as alterações que terão de ser efetuadas nas proteções presentes nas redes aéreas MT, para que o OCR 3 se coordene corretamente com as proteção de saída das linhas. No entanto, as considerações descritas em [21] são realizadas de uma forma muito resumida e genérica. Assim, o desenvolvimento deste trabalho assenta na especificação pormenorizada das proteções e respetivas parametrizações presentes no OCR 3, para que este se coordene corretamente com as proteções presentes nas saídas MT e com outros OCR 3, especificamente para o caso português.

Os problemas presentes nas redes MT devido à introdução de PD, assim como algumas resoluções para os mesmos, estão bem descritos em [41-50]. Neste trabalho, são analisados os mesmos problemas descritos, mas com a instalação de um OCR 3 na linha. São também desenvolvidas proteções, para que os efeitos destes problemas sejam reduzidos. Mais concretamente, é determinado um fator de correção a aplicar nas parametrizações do OCR 3, para que a sensibilidade perdida pelas proteções seja reduzida e é desenvolvida uma proteção de deteção de tensão que permite, que a religação não seja inibida.

A última contribuição deste trabalho consiste na análise da qualidade e continuidade de serviço prestada aos clientes de uma linha aérea MT com e sem PD, após a introdução de um OCR 3. Esta análise possibilita verificar as principais vantagens da introdução de um OCR 3 numa linha deste tipo, com as proteções e parametrizações definidas, para o caso português.

7.3. Limitações do Trabalho

As funções de proteção definidas mais em pormenor, apenas consideram a instalação de um OCR 3 numa linha aérea MT. São também descritas as alterações necessárias para que seja possível colocar vários OCR 3 em série. Refere-se que é necessário que os OCR 3, neste caso, tenham função direcional. Esta função direcional, em especial no caso da proteção MIF¹⁸, necessita de ser parametrizada para que atue corretamente para ambos os sentidos. Estas parametrizações não foram determinadas neste trabalho.

Outra limitação centra-se no mesmo problema de colocação de vários OCR 3 em série. Como se tratam de proteções de máxima intensidade de corrente, com discriminação temporal, à medida que se vão instalando dispositivos em série, o tempo de atuação dos dispositivos mais a montante aumenta. No limite, a proteção de saída da linha MT pode atuar, para qualquer corrente de defeito, em 1 s. Estes tempos de atuação elevados não são aceitáveis, porque expõem o sistema a grandes quedas de tensão durante longos períodos de tempo, principalmente em defeitos entre fases. Outro problema, não resolvido neste trabalho, no âmbito da colocação de vários OCR 3 em série, é a limitação ao seu número máximo. Como a proteção de saída está limitada a um tempo máximo de atuação de 1 s, o número máximo de OCR 3 em série está limitado a quatro.

Este trabalho baseia-se na determinação analítica do sistema de proteções necessário para o OCR 3. Assim não são efetuadas simulações do sistema de proteções desenvolvido. Esta análise é importante de ser realizada para validar todas as proteções dos vários tipos de defeito com e sem PD. Se para as proteções MIF e MIH esta simulação tem uma necessidade

¹⁸ Para a proteção MIH as parametrizações necessárias para a direccionalidade estão já definidas em [32].

discutível, porque o comportamento destas proteções é previsível, para a proteção de detecção de tensão desenvolvida é necessário proceder a este estudo, visto ter sido desenvolvida apenas neste trabalho.

No que diz respeito à análise de qualidade de serviço efetuada neste trabalho, apenas foi realizada para linhas radiais, somente com um ponto de alimentação possível. O comportamento para redes em anel aberto pode ser distinto do verificado neste tipo de redes. Para além deste facto, a análise prevê apenas a introdução de um OCR 3 na linha. É também importante realizar uma análise semelhante à efetuada com diversas combinações de dispositivos na linha, como por exemplo dois OCR 3 ou um OCR 3 e um OCR 2 com automatismo V-T, para verificar eventuais alterações nos índices de fiabilidade.

7.4. Trabalhos Futuros

Este trabalho é o início da integração dos OCR 3, nas redes aéreas de média tensão portuguesas. Assim, existe uma série de estudos a serem realizados para continuar a compreender o correto aproveitamento deste tipo de dispositivos. Nesta secção serão abordados, sumariamente, alguns destes trabalhos.

7.4.1. Instalação de vários OCR 3 em Série: Definição das Parametrizações de Direccionalidade

Tal como foi referido na Secção 7.3, neste trabalho não foram definidas as parametrizações para as funções de direccionalidade, necessárias para instalar vários OCR 3 em série. Assim, é necessário determinar estes parâmetros. Para a proteção MIH os parâmetros foram já determinados em [51], para as proteções de saída MT. As mesmas parametrizações podem ser utilizadas para os OCR 3, porque se trata da mesma rede, com as mesmas características. Por outro lado, para as proteções MIF estes parâmetros não conhecidos e têm por isso de ser determinados. Pode ser, por exemplo, utilizada a mesma metodologia usada em [51].

7.4.2. Simulação das Proteções Definidas neste Trabalho

Como as proteções determinadas neste trabalho apenas foram definidas de uma forma analítica e teórica (ver Secção 7.3), torna-se importante efetuar uma simulação destas proteções utilizando um programa próprio para o efeito. Esta simulação revela uma especial importância para a função de detecção de tensão desenvolvida neste trabalho que, como não faz parte das proteções habituais utilizadas, pode revelar problemas não previstos. Embora tenham sido consideradas muitas variáveis para a definição das funções de proteção presentes nos OCR 3, não se pode garantir, com toda a certeza, que estas irão funcionar sem qualquer problema num sistema real. Assim, a realização de uma simulação em programas relativamente avançados como o CAPE, o PSCAD ou o PSS/E, pode ajudar a validar o sistema de proteções para integração numa rede real.

7.4.3. Utilização de Proteções de Distância nos OCR 3

Em [53, 54] são aplicadas, com sucesso, proteções de distância a redes MT com produção dispersa. Este tipo de proteção seria uma boa solução para aplicar nos OCR 3 presentes nas redes aéreas MT portuguesas. No entanto, as proteções de saída MT também teriam de ver as suas proteções, baseadas em máxima intensidade de corrente, alteradas para proteções de

distância, para que a coordenação com os OCR 3 seja realizada de uma forma simples. Esta alteração teria de ser alvo de estudos, de modo a verificar a coordenação e seletividade com a rede AT a montante.

A utilização de proteções de distância nos OCR 3 resolveria imediatamente os problemas inerentes à colocação de vários OCR 3 em série (ver Secção 7.3). Seria, teoricamente, possível aplicar tantos OCR 3 em série quanto necessário. Também o tempo de atuação seria independente da posição dos dispositivos de proteção na rede. Como as proteções de distância não dependem da corrente de defeito, mas da posição do mesmo, a discriminação seria realizada, neste ponto em vez de ser efetuada uma discriminação temporal.

7.4.4. Realização de Estudos de Qualidade de Serviço mais Complexos com OCR 3

O estudo de qualidade de serviço de uma linha aérea MT com um OCR 3 realizada neste trabalho, só considera a introdução de um OCR 3 e uma linha, apenas com possibilidade de ligação a uma subestação. Podem ser efetuados estudos de fiabilidade mais complexos que compreendam vários dispositivos de proteção de e em linhas em anel aberto. Este tipo de estudos pode revelar diferentes variações nos índices de qualidade de serviço. Pode ainda ser realizado um estudo de qualidade de serviço numa linha MT aérea portuguesa real.

7.4.5. Automação da Rede Aérea MT utilizando OCR 3

Uma das grandes vantagens, não tratadas neste trabalho, que o uso de OCR 3 revela é o grande grau de automação que proporciona às redes onde está inserido [21], fazendo uso das suas capacidades de telecomando, conjugadas com as funções de proteção. Este tipo de dispositivos permite, complementado pelos outros tipos de OCR, fazer uma reconfiguração de uma rede aérea MT para repor o serviço à maior parte dos clientes possível, em caso de defeito, de uma forma rápida e autónoma. Em [23, 55, 56] são apresentados alguns exemplos desta automação proporcionada por este tipo de dispositivos. Assim, um trabalho que pode ser realizado utilizando não só OCR 3, mas também todos os tipos de dispositivos, é a execução de estudos para que sejam aplicados automatismos avançados de reposição de serviço, em caso de defeito nas redes MT portuguesas.

Referências

- [1] R. Santos, J. Martins, and P. Marques, "Metodologia de Localização de OCR's," in *Seminário Técnico Linhas Aéreas de AT e MT*, ed: EDP Distribuição.
- [2] "Relatório de Qualidade de Serviço 2011," EDP Distribuição Maio 2012.
- [3] R. E. Brown, *Electric power distribution reliability*, 2nd ed. New York: Marcel Dekker, 2009.
- [4] "IEEE Standard Definitions for Power Switchgear," *IEEE Std C37.100-1992*, 1992.
- [5] "Seccionadores de Média Tensão - 36kV," vol. DMA-C64-175/E, ed: EDP Distribuição, 1992.
- [6] "Reclosing Sectionalizers," vol. DMA-C64-156/E, ed: EDP Distribuição, 1991.
- [7] "Órgão de Corte de Rede tipo 1," vol. DMA-C64-152/N, ed: EDP Distribuição, 2007.
- [8] "Órgão de Corte de Rede tipo 2," vol. DMA-C64-154/N, ed: EDP Distribuição, 2007.
- [9] A. A. Sallam, *Electric distribution systems*. Hoboken, N.J.: Wiley-IEEE Press, 2010.
- [10] "Seccionador Tripolar Exterior - ICMH," Jayme da Costa, <http://jdc.jsdws.com/> -> Catálogo de Produtos -> Seccionador Tripolar Exterior - ICMH, Acedido em Out. 2012
- [11] "IATS Instruction Manual," E. AMT, ed: Efacec, 2003.
- [12] "Auguste - SF6 Insulated Overhead Load-Break Switch," Ensto, <http://www.ensto.com/> -> Products -> Overhead Lines -> Medium voltage overhead line solutions -> Load Break Switches -> Auguste, Acedido em Out. 2012
- [13] "Rapier AX - Air Break Switch Disconnecter," Lucy Switchgear, www.lucyswitchgear.com/ -> Products -> Rural and Substation Disconnectors -> Rapier AX, Acedido em Out. 2012
- [14] *Medium Voltage Circuit Breaker Course* vol. Cap. 2: United States Nuclear Regulatory Commission
- [15] E. Dullni, "A vacuum circuit-breaker with permanent magnetic actuator for frequent operations," in *Discharges and Electrical Insulation in Vacuum, 1998. Proceedings ISDEIV. XVIIIth International Symposium on*, 1998, pp. 688-691 vol.2.
- [16] "Vacuum-Break Switches - Types DAS15, DAS27 and DAS 38 Three-Phase Vacuum-Break Distribution Automation Switch Installation and Operation Instructions," C. P. Systems, ed: Cooper Power Systems.
- [17] P. M. Anderson, *Power system protection*. New York: McGraw-Hill : IEEE Press, 1999.
- [18] A. D. Shephard and R. J. Owen, "Further developments in pole mounted reclosers and sectionalizers," in *Advances in Power System Control, Operation and Management, 1991. APSCOM-91., 1991 International Conference on*, 1991, pp. 201-206 vol.1.

- [19] "Outdoor circuit breaker GVR Recloser Whipp & Bourne Switchgear," ed: DRIBO.
- [20] "OSM - Product Guide," ed: Noja Power.
- [21] J. Rosa, L. Abalroado, J. Sousa, P. T. Marques, R. Oliveira, P. Gama, F. Ramalheira, M. Morgado, and J. F. Duarte, "EDP Distribution Automation (R)Evolution," in *CIRE*, 2011.
- [22] C. Heinrich, K. Brewis, and G. Cain, "Application of reclosers for reliable supply in rural overhead distribution networks," in *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRE 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, 2009, pp. 1-4.
- [23] O. Carre and E. Cerqueira, "Towards MV network automation," in *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRE 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, 2009, pp. 1-4.
- [24] P. W. Cox, "Self-healing networks performance improvement by automated switching algorithm," in *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRE 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, 2009, pp. 1-4.
- [25] "Manual del Usuario - Reconectador Automático OSM," ed: Noja Power, 2009.
- [26] "Telecomando da rede de MT - Armário de comando de OCR," vol. DMA-C98-420/N, ed: EDP Distribuição, 2007.
- [27] "Telecomando da rede de MT - Armário de comando de OCR tipo 2 com protocolo de comunicações IEC 60870-5-104," vol. DMA-C98-421/N, ed: EDP Distribuição, 2009.
- [28] P. Gama, A. Gomes Varela, and W. Freudenberg, "IEC 60870-5-104 as a driver to evolution of substation and distribution automation at EDP," in *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRE 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, 2009, pp. 1-4.
- [29] "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines," *IEEE Std C37.230-2007*, pp. 1-100, 2008.
- [30] "Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC). Funções de proteção.," vol. DEF-C13-570/N, ed: EDP Distribuição, 2011.
- [31] J. M. Gers, E. J. Holmes, and Institution of Electrical Engineers., *Protection of electricity distribution networks*, 2nd. ed. London: Institution of Electrical Engineers, 2004.
- [32] "Guia Geral de Protecção e Automação da RND," 3 ed, 2011, EDP Distribuição, pp. 1-122.
- [33] "Sistemas de Protecção da EDP Distribuição - Norte," ed: EDP Distribuição, 2002.
- [34] "TPU-S420 - Unidade Terminal de Protecções e Controlo de Saída," ed: EFACEC, 2007.
- [35] "Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição - Função de automatismo: "religação rápida e /ou lenta de disjuntores," vol. DEF-C13-551/N, ed: EDP Distribuição, 2007.
- [36] *Portaria n.º 596/2010*, Diário da República 1º série, 2010.
- [37] "Guia de Aplicação das Condições Técnicas de Ligação às Redes de Distribuição das Instalações de Produção de Energia Eléctrica em Regime Especial," ed: Direcção-Geral de Energia, 2002.
- [38] "Telecomando da rede de MT. Função de automatismo. - Especificação funcional," vol. DEF-C98-410/N, ed: EDP Distribuição, 2009.
- [39] W. J. Ruschel and A. W. Ashley, "Coordination of relays, reclosers, and sectionalizing fuses for overhead lines in the oil patch," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 25, pp. 1041-1048, 1989.

- [40] A. Chaly, K. Gutnik, A. Testodov, and A. Astrakhantsev, "Autocoordination of protection settings of series reclosers," in *Electricity Distribution, 2008. CIGRE 2008. China International Conference on*, 2008, pp. 1-4.
- [41] E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, B. Kruimer, and W. L. Kling, "Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, pp. 28-39, Jan 2011.
- [42] W. Freitas, J. C. M. Vieira Jr., A. M. França, L. C. P. d. Silva, and V. F. d. Costa, "Análise comparativa entre geradores síncronos e geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo para aplicação em geração distribuída," *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, vol. 16, pp. 332-344, 2005.
- [43] K. Maki, S. Repo, and P. Jarventausta, "Effect of wind power based distributed generation on protection of distribution network," in *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on*, 2004, pp. 327-330 Vol.1.
- [44] Z. Luhua, C. Xu, and G. Jiahu, "Dynamic Responses of DFIG Fault Currents Under Constant AC Excitation Condition," in *Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific*, 2009, pp. 1-4.
- [45] K. Kauhaniemi and L. Kumpulainen, "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks," in *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on*, 2004, pp. 315-318 Vol.1.
- [46] F. T. Dai, "Impacts of distributed generation on protection and autoreclosing of distribution networks," in *Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, 10th IET International Conference on*, 2010, pp. 1-5.
- [47] J. A. Martinez and J. Martin-Arnedo, "Impact of distributed generation on distribution protection and power quality," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 2009, pp. 1-6.
- [48] S. Kwon, C. Shin, and W. Jung, "Evaluation of protection coordination with distributed generation in distribution networks," in *Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, 10th IET International Conference on*, 2010, pp. 1-5.
- [49] L. K. Kumpulainen and K. T. Kauhaniemi, "Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing," in *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES*, 2004, pp. 603-608 vol.1.
- [50] K. Vijeta and D. V. S. S. S. Sarma, "Protection of distributed generation connected distribution system," in *Advances in Power Conversion and Energy Technologies (APCET), 2012 International Conference on*, 2012, pp. 1-6.
- [51] M. F. N. M. Louro, "O Sistema de Proteções na Perspectiva da Segurança de Pessoas em Redes de MT," Instituto Superior Técnico, Out. 2008.
- [52] T. A. Short, *Electric power distribution: handbook*: CRC PressINC, 2004.
- [53] I. M. Chilvers, N. Jenkins, and P. A. Crossley, "The use of 11 kV distance protection to increase generation connected to the distribution network," in *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on*, 2004, pp. 551-554 Vol.2.
- [54] D. Martin, P. Sharma, A. Sinclair, and D. Finney, "Distance protection in distribution systems: How it assists with integrating distributed resources," in *Protective Relay Engineers, 2012 65th Annual Conference for*, 2012, pp. 166-177.

- [55] J. P. H. Knauss, C. Warren, and D. Kearns, "An innovative approach to smart automation testing at National Grid," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES*, 2012, pp. 1-8.
- [56] L. A. Kojovic and T. R. Day, "Advanced distribution system automation," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES*, 2003, pp. 348-353 Vol.1.
- [57] "High Voltage Switchgear and Controlgear - Part 111: Overhead, Pad-Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupters for Alternating Current Systems up to 38 kV," *IEC 62271-111 First edition 2005-11; IEEE C37.60*, pp. 1-5, 2005.
- [58] "IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad-Mounted, Dry-Vault, and Submersible Automatic Line Sectionalizers for AC Systems," *IEEE Std C37.63-2005 (Revision of IEEE Std C37.63-1997)*, pp. 1-23, 2005.
- [59] "IEEE Standard of Common Requirements for High Voltage Power Switchgear Rated Above 1000 V," *IEEE Std C37.100.1-2007*, pp. 1-84, 2007.
- [60] C. Moreira, "Curto-Circuitos Assimétricos," Conteúdos da Disciplina RESEE, FEUP.
- [61] "Reactâncias de Neutro," vol. DMA-C52-300/N, ed: EDP Distribuição, 2005.
- [62] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability evaluation of power systems*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1996.

Anexo A

Características Elétricas e Mecânicas dos Dispositivos Utilizados em Linhas Aérea MT

As características elétricas e mecânicas gerais dos dispositivos de corte de média tensão colocados na rede aérea são definidos por [57-59]. Estas normas definem o tipo de características dos dispositivos e os respectivos limites máximos, que têm de ser cumpridos, obrigatoriamente, pelos fabricantes. Uma breve descrição das características mais relevantes está definida de seguida.

i. Tensão Nominal Máxima (U_n)

A tensão nominal máxima é a tensão máxima que o aparelho pode suportar. Assim, a tensão da rede onde será colocado terá de ser necessariamente inferior. Existem três valores padrão: 15.5 kV, 27 kV e 38 kV.

ii. Frequência

É a frequência da tensão da rede em que o aparelho será colocado. Para a aplicação em Portugal este valor terá de ser de 50 Hz.

iii. Corrente Nominal Máxima (I_n)

É a corrente máxima que o aparelho suporta em regime permanente. Pode tomar valores muito distintos, mas habitualmente situa-se sempre entre os 400 A e os 630 A. Este limite permite definir o limite de sobreaquecimento infligido pela corrente em regime permanente.

iv. Poder de Corte ($I_{cc,corte}$)

É a corrente de curto-circuito simétrico máxima que um determinado aparelho de corte pode interromper. O poder de corte pode ser nulo, igual à corrente máxima nominal, ou com um valor superior à sua corrente nominal, conforme o aparelho em causa

v. Poder de Fecho ($I_{cc,fecho}$)

É a corrente máxima de curto-circuito simétrico sobre a qual um determinado dispositivo pode fechar. O poder de fecho, tal como o caso anterior, depende do tipo de aparelho em causa.

vi. Corrente Máxima de Curto Circuito de Curta-Duração

É a corrente máxima de curto-circuito simétrico que o dispositivo aguenta durante um determinado intervalo de tempo. Este intervalo de tempo tem de estar ser maior de 1 s e menor que 10 s. Esta corrente define a resistência do aparelho ao calor gerado pela corrente de curto-circuito.

vii. Pico de Corrente Máxima de Curto-Circuito

É a o valor máximo de pico da corrente de curto-circuito de um determinado aparelho. É uma medida da resistência do aparelho às forças magnéticas geradas pela corrente de curto-circuito.

viii. Tensão de Controlo

É a tensão da alimentação de controlo dos aparelhos, no caso de serem controlados eletricamente. Dividem-se em tensões para controlos auxiliares e para atuação do aparelho. Pode ser em corrente contínua ou alternada.

ix. Tensão Máxima de Descargas Atmosféricas

É o impulso de tensão máxima a que pode estar sujeito um determinado aparelho. É habitualmente associado a descargas atmosféricas. A tensão atinge o pico em 1,2 μ s e decai ao fim de 50 μ s.

x. Número Mínimo de Operações

É o número mínimo de operações que um determinado aparelho pode realizar. Uma operação é caracterizada pela ação de fecho seguido de abertura dos contactos do dispositivo. O número mínimo de operações terá de pelo menos 2000, sem ser necessário manutenção para o caso do dispositivo ter características de disjuntor e de pelo menos 500 sem ser necessário manutenção para o caso de o aparelho ser um seccionador.

xi. Tempo Mínimo de Operação

É o tempo que decorre desde o envio de uma ordem ao dispositivo, até à receção da informação de mudança de estado.

xii. Tipo de Corte

Meio em que é realizado o corte da corrente elétrica e é eliminado o arco. É habitualmente SF₆, vácuo ou óleo.

Anexo B

Tipos de Defeitos

Os defeitos originam habitualmente um curto-circuito. Estes são, habitualmente, de três tipos:

- i. Trifásicos;
- ii. Fase-Fase;
- iii. Fase-Terra;
- iv. Fase-Fase-Terra.

O cálculo dos seus valores é de extrema importância para a correta parametrização das proteções presentes numa linha elétrica, sendo necessário, para isso determinar os valores máximos e mínimos das correntes de curto-circuito em vários pontos da rede. Cada um tem as suas características próprias que serão brevemente resumidas nas próximas secções.

i. Trifásicos

É um curto-circuito que é muitas vezes simétrico, quer isto dizer que a corrente é a igual em valor eficaz em todas as fases. Tal facto deve-se à natureza deste tipo de defeito, que consiste num contacto entre os três condutores de fase (ver Figura B.1). Este contacto é muito difícil de ocorrer, o que torna estes defeitos raros.

São os defeitos mais severos, porque geram as maiores correntes de curto-circuito. Assim são estes os utilizados para determinar as maiores correntes de curto-circuito num determinado ponto, que é um fator importante para parametrizar proteções [9].

O módulo da corrente de curto-circuito simétrico é calculado pela seguinte expressão

$$I_{cc} = \frac{U_f}{Z_{cc}} \quad , \quad (B.1)$$

onde I_{cc} é a corrente de curto-circuito, U_f a tensão simples numa fase e Z_{cc} a impedância equivalente de curto-circuito vista no ponto onde ocorre o defeito.

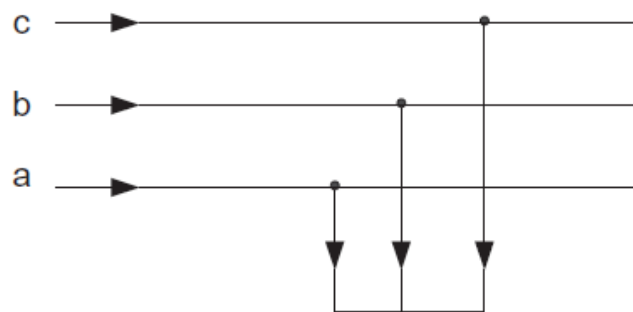


Figura B.1. Esquema de curto-circuito trifásico [9].

ii. Fase-Fase

É um defeito assimétrico entre duas fases de um sistema trifásico. Assim, as amplitudes e defasamentos das correntes e tensões são iguais nas fases com defeito, que, por sua vez, são diferentes da corrente e tensão na fase sã.

Os defeitos assimétricos são tratados utilizando a análise de três sistemas simétricos, o direto, o inverso e o homopolar. Considerando uma sequência de fases abc de um sistema assimétrico, o sistema direto corresponde a um sistema trifásico com uma sequência de fases abc, o sistema inverso corresponde a um sistema trifásico com uma sequência de fases acb e o sistema homopolar corresponde a um sistema homopolar é constituído por um sistema de três fasores de igual módulo e fase. A soma de cada um dos fasores das três componentes corresponde ao sistema assimétrico presente nas fases do sistema [60].

Nos defeitos entre duas fases, o módulo da corrente nas duas fases do defeito é elevada e é nula na fase sã. As tensões descem para, sensivelmente, metade nas fases com defeito e a tensão na fase sã não se altera [60].

O módulo da corrente de curto-circuito pode ser calculado da seguinte forma (considerando uma resistência de curto-circuito nula)

$$I_{cc} = \left| \frac{-j\sqrt{3} \times U_f}{Z_+ + Z_-} \right|, \quad (\text{B.2})$$

Onde Z_+ e Z_- são as componentes direta e inversa da impedância vista no local do defeito, respetivamente.

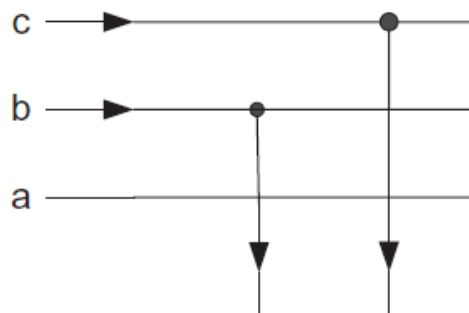


Figura B.2. Esquema de curto-circuito entre duas fases [9].

iii. Fase-Terra

É também um curto-circuito assimétrico, porque o defeito ocorre entre uma fase e a terra. Neste tipo de defeitos a corrente na fase de defeito é elevada e é muito baixa nas

restantes. No entanto, a corrente vai depender muito da impedância do defeito e do tipo de ligação do neutro à terra no transformador presente na subestação [60].

A tensão no nó de defeito é baixa, sendo o seu valor dependente da impedância do defeito. Quanto maior esta impedância maior será a tensão na fase com defeito. No caso extremo da impedância de defeito ser nula a tensão também será nula no ponto de defeito no que diz respeito à fase em defeito. Nas restantes fases a tensão é superior ou igual à tensão nominal, dependendo do valor da impedância homopolar vista no ponto do defeito [60].

O módulo da corrente de curto-circuito pode ser calculado da seguinte forma

$$I_{cc} = \left| \frac{3 \times V_f}{Z_+ + Z_- + Z_0 + 3 \times Z_d} \right|, \quad (B.3)$$

Onde Z_+ , Z_- e Z_0 são as componentes direta, inversa e homopolar da impedância vista no local do defeito, respetivamente. Neste caso não convém desprezar a impedância de defeito (Z_d), porque como este se trata de um defeito à terra este valor toma habitualmente valores relevantes.

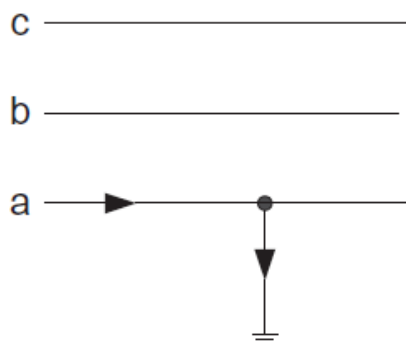


Figura B.3. Esquema de curto-circuito entre uma fase e a terra [9].

iv. Fase-Fase-Terra

É um tipo de curto-circuito que ocorre quando existe contacto entre duas das fases do sistema trifásico e a terra. Tal como no caso de defeitos à terra, a corrente é elevada nas fases de defeito e muito baixa na fase sã (neste caso duas fases em vez de uma). Estes valores também são influenciados, embora não tanto como no caso de defeitos à terra, pela impedância de defeito do tipo de transformador e do sistema de neutro utilizado no mesmo.

As tensões tomam valores inferiores à tensão nominal nas fases em defeito e, na fase sã, esta é consideravelmente superior.

O módulo da corrente de curto-circuito pode ser calculado da seguinte forma

$$I_{cc} = \left| \frac{-j\sqrt{3} \times (Z_0 + 3Z_d - \alpha Z_-) \times V_f}{Z_+ \times Z_- + Z_+ (Z_0 + 3Z_d) + Z_- (Z_0 + 3Z_d)} \right|, \quad (B.4)$$

onde Z_+ , Z_- e Z_0 são as componentes direta, inversa e homopolar da impedância vista no local do defeito, respetivamente. Neste caso não convém desprezar a impedância de defeito (Z_d), porque como este se trata de um defeito à terra este valor toma habitualmente valores relevantes. O operador α é igual a $-0,5 + j\sqrt{3}/2$ e advém da transformação das componentes simétricas no sistema trifásico desequilibrado.

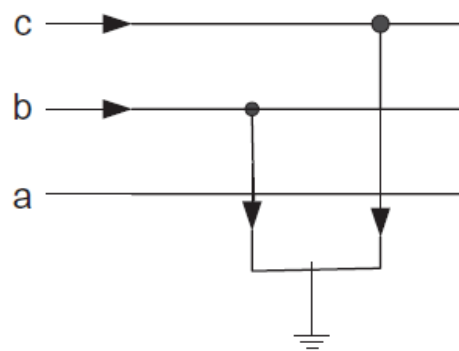


Figura B.4. Esquema de curto-circuito entre duas fases e a terra [9].

Anexo C

Regimes de Neutro nas Subestações

Atualmente são utilizados, nas redes de média tensão, três tipos de regime de neutro [29]:

- Isolado;
- Ligado diretamente à terra;
- Ligado à terra por meio de uma resistência ou impedância.

Num funcionamento normal do sistema todos os regimes indicados têm um funcionamento semelhante, no entanto, têm características muito distintas aquando da ocorrência de um defeito à terra. Nestas situações, a corrente e a tensão observadas em cada um dos regimes são distintas. Estes dois parâmetros são contraditórios, quer isto dizer que para se ter uma corrente de defeito mais reduzida as sobretensões serão mais elevadas e vice-versa. Assim, a escolha do sistema de neutro terá de ser realizada conforme os máximos elétricos que o equipamento da rede é capaz de suportar [29].

C.1. Neutro Isolado

Neste caso o neutro não é ligado à terra, portanto pode variar livremente. Em situação de funcionamento normal com cargas equilibradas as tensões simples são iguais em amplitude e desfasados de 120° , por isso, não existe diferença de potencial entre o neutro e a terra, tal como está apresentado na Figura C.1 [29].

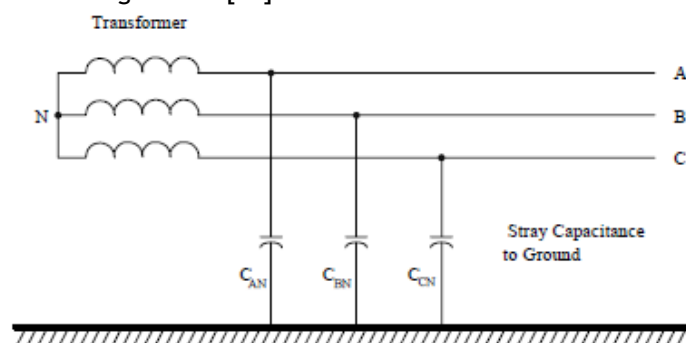


Figura C.1. Regime de neutro isolado [29].

No caso de ocorrência de um defeito entre uma fase e a terra, é criado um circuito que é fechado pela capacidade das fases sãs da linha em relação à terra (ver Figura C.2). Assim, as correntes de curto-circuito dependem muito do tamanho do sistema, que quanto maior for maior será a capacidade.

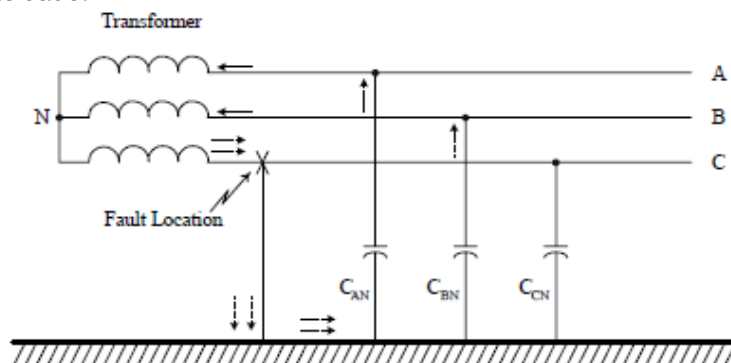


Figura C.2. Defeito fase-terra em regime de neutro isolado [29].

Devido ao funcionamento descrito no parágrafo anterior as correntes irão ser muito reduzidas, o que se revela uma vantagem em termos de funcionamento do sistema. Como as correntes são reduzidas é possível um funcionamento contínuo do sistema mesmo em caso de defeito fase-terra. No entanto, as baixas correntes de curto-circuito implicam a instalação de sistemas de proteção mais avançados para detetarem os defeitos, que não são detetáveis pelas proteções convencionais [9].

Por outro lado, as tensões nas fases sãs sofrem sobretensões elevadas durante a ocorrência de um defeito. Assim, por questões de segurança, os componentes deste tipo de sistema devem ser isolados para a sua tensão composta. Esta necessidade é explicada, porque num caso extremo as tensões simples das fases sãs tomam um valor igual à tensão composta [9]. No caso de não serem tomadas as providências descritas, um defeito fase-terra pode evoluir para um defeito fase-fase [29].

No caso de existirem dois defeitos à terra em duas fases distintas forma-se uma corrente de curto-circuito semelhante à que ocorre num defeito fase-terra, num regime de neutro diretamente ligado à terra [29, 33].

Em Portugal este tipo de regime de neutro é utilizado em linhas aéreas curtas, para minimizar a ação das capacidades das linhas. Assim, as correntes de curto-circuito são menores, tal como as tensões nas fases sãs. Por esta razão este tipo de neutro é muito pouco utilizado, porque inviabiliza a ampliação das redes [33].

C.2. Neutro Ligado Diretamente à Terra

Neste caso o neutro é ligado à terra por meio de uma impedância muito baixa que pode ser considerada nula (ver Figura C.3).

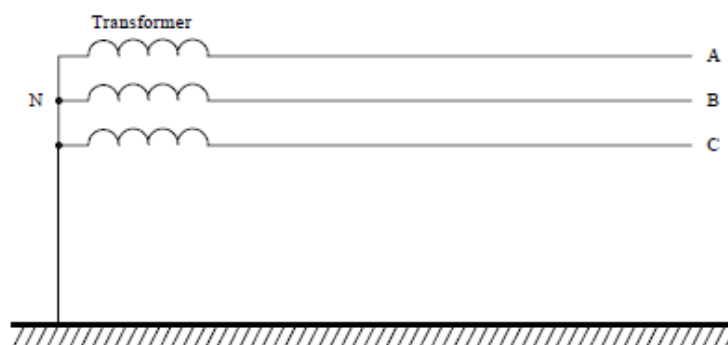


Figura C.3. Regime de neutro ligado diretamente à terra [29].

As tensões não sofrem grandes elevações nas fases sãs, quando ocorre um defeito fase-terra. Assim, os equipamentos, ao contrário do caso anterior podem ser dimensionados para a tensão simples do sistema, sem qualquer tipo de perigo de aparecimento de sobretensões [33]. Por outro lado, as correntes de curto-circuito fase-terra são escoadas diretamente pelo neutro sem qualquer impedância. Este facto implica uma corrente elevada, que leva à abertura de um disjuntor de uma forma rápida para isolamento do defeito [33].

Como a corrente flui para a fonte pela terra, pode ocorrer uma grande diferença de tensão entre o ponto onde ocorreu o defeito e a terra. Esta diferença de tensão pode significar um perigo para pessoas e animais [29].

Em Portugal este tipo de regime de neutro é amplamente utilizado em todos os níveis de tensão [33].

C.3. Neutro Ligado à Terra por Meio de uma Impedância

Neste tipo de regime de neutro, o neutro é ligado à terra por meio de uma impedância, podendo esta ser uma resistência/reatância ou então uma bobine de Peterson.

i. Resistência/Reatância

É colocada uma impedância sob a forma de resistência ou reatância por forma a diminuir as correntes de defeito à terra para valores aceitáveis. Este tipo de solução representa um meio-termo entre o neutro isolado e o neutro ligado diretamente à terra. Assim, estas soluções apresentam, em caso de defeito à terra, maiores sobretensões nas fases sãs em comparação com o neutro ligado diretamente à terra, mas menos quando comparadas com o neutro isolado. No que diz respeito às correntes de defeito, estas são menores que as do neutro ligado diretamente à terra, mas superiores às verificadas com o neutro isolado [29, 33].

Segundo [29], uma redução de 40% na corrente de curto-circuito implica um aumento de 80% na tensão das fases sãs. Assim, é necessário encontrar um valor ótimo para a impedância para que a corrente tenha um valor alto o suficiente que permita a sua deteção por parte das proteções, ao mesmo tempo que o seu valor não seja alto o suficiente que impeça a extinção do arco elétrico. Por outro lado, a elevação das tensões não deve criar problemas de isolamento na rede [33].

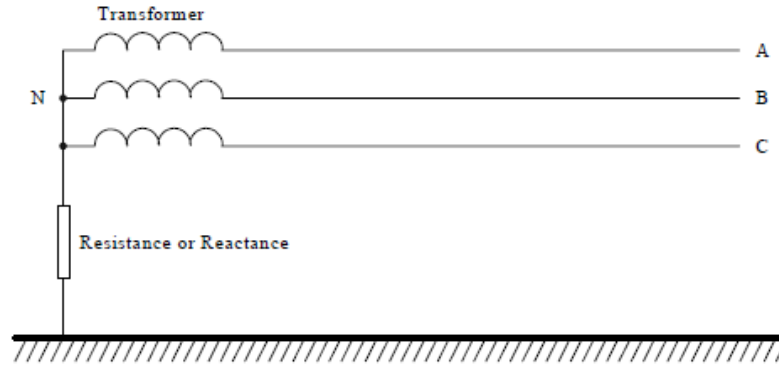


Figura C.4. Regime de neutro ligado à terra por via de uma impedância [29].

Em Portugal são utilizadas reatâncias de neutro, que limitem a corrente de defeitos à terra a 300 A no caso de redes aéreas e mistas e a 1000 A no caso de redes subterrâneas [33, 61].

Este tipo de regime é o utilizado nas redes de distribuição de média tensão do norte de Portugal. Devido às suas características de solução intermédia entre os dois casos anteriores pode ser utilizado em qualquer rede de média tensão [33].

ii. Bobine de Peterson

A bobine de Peterson é uma reatância ligada no circuito de ligação à terra. Esta reatância é configurada à frequência da rede, para anular as correntes capacitivas inerentes aos defeitos à terra, pela injeção de correntes indutivas no sentido oposto (ver Figura C.5) [29]. Este facto leva a que as correntes de curto-circuito sejam tão reduzidas, que os arcos elétricos se extinguem de forma autónoma sem ser necessário fazer atuar as proteções da rede.

No entanto, a bobine de Peterson não anula completamente as correntes de curto-circuito devido essencialmente a duas razões. Uma delas é que esta bobine não é puramente indutiva, possuindo também uma componente resistiva, que produz uma corrente de defeito ativa residual, podendo, no entanto, ser desprezada [33]. A outra razão é a impossibilidade de configurar a bobine para o valor exato da capacidade presente na rede, fazendo com que circulem correntes de curto-circuito pelo defeito, no entanto podem existir diferenças entre a indutância da bobine e a capacidade do sistema inferiores a 25%, sem que esse facto signifique um problema para as proteções da rede [29].

A indutância da bobine é calculada da seguinte forma

$$L = \frac{1}{3C\omega^2} \quad , \quad (C.1)$$

Em que L é a indutância da bobine de Peterson, C é a capacidade do sistema e ω é a frequência fundamental da rede [29]. Como a configuração da rede de distribuição é muito variável, deve estar prevista a variação do valor de L, para um valor adequado [33].

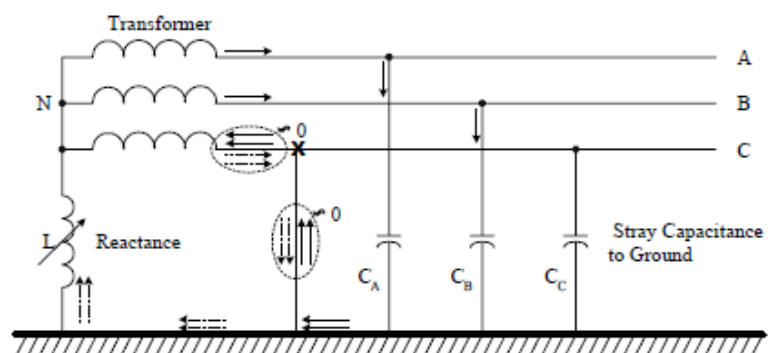


Figura C.5. Defeito fase-terra em regime de neutro impedante, utilizando uma bobine de Peterson [29].

Uma das principais desvantagens deste tipo de ligação de neutro é a dificuldade de detecção de defeitos para se proceder à sua posterior reparação. Têm de ser usados esquemas de detecção mais complexos que os convencionais [33]. Outra desvantagem é que, para redes com uma elevada capacidade (muito longas ou subterrâneas), a dimensão que a bobine terá de ter torna o seu custo muito elevado, sendo a sua aplicação impraticável [33].

Este tipo de sistema é utilizado essencialmente em linhas aéreas, não sendo, no entanto, muito utilizado em Portugal. É um sistema utilizado em países como a Alemanha ou a Suécia [33].

Anexo D

Código ANSI/IEEE de Proteções

A classificação das proteções segundo o código ANSI/IEEE está apresentado na Tabela D.1.

Tabela D.1. Funções de Proteção representadas pelo respetivo código numérico ANSI/IEEE.

<i>Código numérico ANSI/IEEE</i>	<i>Função de proteção</i>
2	Temporizador (auxiliar)
21	Distância
24	Sobre-excitação ou V/Hz
25	Sincronismo (synchrocheck)
27	Mínimo de Tensão
30	Sinalizador (auxiliar)
32	Inversão de potência
37	Mínimo de Corrente (motores)
40	Perda de campo de excitação (geradores)
46	Máximo de corrente de sequência inversa
47	Sequência errada de fases da Tensão
48	Falta de fase na Tensão
49	Térmica ou contra sobrecargas
50	Máximo de Corrente instantânea
51	Máximo de Corrente temporizada
51G ou 51N	Máximo de Corrente homopolar, temporizada
51V	Máximo de Corrente temporizada com bloqueio por 27
59	Máximo de Tensão
59N	Máximo de Tensão homopolar
63	Pressostato
64G	Corrente à terra no rotor (geradores)
67	Máximo de Corrente Direcional
67N	Máximo de Corrente Direcional homopolar
68	Relé bloqueante (auxiliar)
69	Relé permissivo (auxiliar)
71	Relé detetor de gás
74	Relé de Alarme (auxiliar)
76	Máximo de Corrente contínua
78	Dessincronização (geradores)
79	Religação Automática (linhas aéreas)

81U /81O	Frequência (U-Under - mínimo ou O-Over - máximo)
85	Interface para tele-proteção
86	Bloqueio (usada para encravar ligações)
87	Diferencial
87B	Diferencial Barramentos
87L	Diferencial de Linhas
87N	Diferencial restrita a defeitos à terra
94	Relé de disparo (auxiliar, de amplificação)

Anexo E

Simulação de Monte Carlo não Cronológica aplicada ao estudo de Qualidade de Serviço em Redes Aéreas MT

A designação de método de Monte Carlo (MC) é, habitualmente, utilizada para designar simulações de fiabilidade baseadas em sorteio de números aleatórios, computacionalmente. Existem dois tipos de simulações de MC, a cronológica e a não cronológica. A cronológica efetua uma simulação baseada em intervalos de tempo previamente definidos, por ordem cronológica. A não cronológica utiliza uma simulação que escolhe os intervalos de tempo de uma forma aleatória [62]. Neste trabalho foi utilizado a simulação de MC não cronológica.

O padrão de comportamento de vários sistemas reais idênticos a funcionar em tempo real irá ser distinto em vários pontos, incluindo o número de defeitos, o intervalo entre defeitos, o tempo de reposição de serviço, entre outros. Este facto ocorre devido à natureza aleatória dos processos envolvidos. A simulação de MC é usada para determinar e prever estes padrões de comportamento dos sistemas num tempo simulado, para estimar o valor esperado ou a média de vários índices de fiabilidade [62].

E.1. Aplicação à Análise de Qualidade de Serviço Efetuada

A análise de qualidade de serviço efetuada no Capítulo 6 utiliza uma simulação de MC não sequencial, seguindo os seguintes passos gerais:

- i. Definição dos parâmetros de todo o sistema. Estes parâmetros incluem o comprimento da linha, a posição dos OCR (se presentes), a posição da produção dispersa (se presente) e a potência e número de clientes alocadas em cada carga. Também é necessário definir a taxa de avarias da linha (λ), o tempo médio de abertura ou fecho manual dos dispositivos de corte (MTTS), o tempo médio de reparação de um defeito permanente (MTTR) e a resistência média verificada para cada um dos tipos de defeito.

- ii. Sortear a existência ou não de defeitos, utilizando uma distribuição exponencial caracterizada pela taxa de avarias λ . Este sorteio determina o número, a localização e o tipo dos defeitos para a iteração atual.
- iii. Sortear a resistência de cada um dos defeitos sorteados no ponto ii. O sorteio da resistência depende do tipo de defeito (à terra ou entre fases). Segue uma distribuição log-normal com o valor esperado definido no ponto i e os parâmetros definidos no Capítulo 6.
- iv. Calcular as correntes de curto-circuito para cada um dos defeitos sorteados em ii. Estas correntes têm em conta o tipo de defeito (fase-fase, trifásico ou fase-terra), a sua localização, a sua resistência de defeito sorteada no ponto iii e a presença ou não e localização da produção dispersa.
- v. Determinar qual o dispositivo de proteção que atua e qual a proteção utilizada. Este parâmetro tem em conta a localização e tipo de defeito e a corrente de defeito determinada no ponto iv.
- vi. Calcular os diversos índices de qualidade de serviço definidos no Capítulo 6. Estes índices têm em conta: o tipo de dispositivo que atua e a respetiva proteção, definidos em v; o sorteio do tempo de reparação (no caso de defeitos permanentes), caracterizado por uma distribuição log-normal com valor esperado igual a MTTR os parâmetros definidos no Capítulo 6; o tempo de abertura ou fecho automático dos dispositivos de corte; o sorteio do tempo de abertura ou fecho manual dos dispositivos de corte, caracterizado por uma distribuição log-normal com valor esperado MTTs e pelos parâmetros definidos no Capítulo 6.
- vii. Efetuar a média dos índices de fiabilidade calculados em todas as iterações realizadas até este ponto.
- viii. Repetir os pontos ii a vii até ser atingido o número máximo de iterações.

Os valores obtidos a partir da média efetuada no ponto vii, após serem efetuadas todas as iterações representam os resultados finais. O número de iterações realizadas, para cada um dos estudos de análise de qualidade de serviço efetuados, é de 100.000. Este valor revelou-se satisfatório, pois mostrava muito pouca ou nenhuma variação nos resultados obtidos para o mesmo caso de estudo.